

Investigación sobre variables predictivas del mantenimiento de parques eólicos

Feliciano Fraguela Díaz

Tesis doctoral UDC / 2018

Directores: José Antonio Orosa García
Ángel Martín Costa Rial

Departamento de C.C de la Navegación e Ingeniería Marina
Programa de doctorado en Energía y Propulsión Marina



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

José Antonio Orosa García y Ángel Martín Costa Rial, Profesores de la Universidade da Coruña y directores de la tesis doctoral presentada por Feliciano Fraguela Díaz, titulada “Investigación sobre variables predictivas del mantenimiento de parques eólicos”,

HACEN CONSTAR

Que, después de haber examinado dicha tesis, consideran que está en condiciones de ser presentada para su defensa y autorizan a que así se proceda.

Y para que así conste a los efectos oportunos, se expide y firma la presente declaración en la ciudad de A Coruña, a 24 de septiembre del año dos mil dieciocho.

Fdo. Jose Antonio Orosa García

Fdo. Ángel Martín Costa Rial

Dedicatoria

*A Sandra, Tadeo, Telmo y a mis padres,
por su tiempo dado y por mi tiempo robado.*

Agradecimientos

A José Antonio Orosa García y a Ángel Martín Costa Rial.

Por sus consejos, apoyo y orientación.

ÍNDICE

RESUMO.....	21
RESUMEN	23
ABSTRACT	25
INTRODUCCIÓN.....	27
CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS Y ESTADO DEL ARTE.....	31
1.1. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	33
1.1.1. Reseña histórica de la Energía Eólica	33
1.1.2. Descripción de los parques eólicos	35
1.1.3. Descripción de los aerogeneradores.....	40
1.1.4. Conceptos teóricos de la energía eólica	50
1.2. FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO	60
1.2.1. Definición de Mantenimiento	61
1.2.2. Objetivos del Mantenimiento.....	61
1.2.3. Tipos de Mantenimiento	62
1.2.4. Mantenimiento basado en la condición (CBM) en aerogeneradores	64
1.2.5. Índices de mantenimiento.....	78
1.3. ESTADO DEL ARTE.....	88
CAPÍTULO 2: OBJETIVOS.....	103
CAPÍTULO 3: MATERIALES Y MÉTODOS.....	107
3.1. DESCRIPCIÓN DE PARQUE A ESTUDIO	109
3.2. AVERÍAS A ESTUDIO.....	110
3.3. RECURSOS DE SOFTWARE	123
3.3.1. SPSS Statistics	123
3.3.2. Minitab	125
3.3.3. Microsoft Excel y programación Visual Basic para aplicaciones.....	126
3.3.4. Matlab	127
3.4. MÉTODOS DE MINERÍA DE DATOS	128
3.4.1. Estadística descriptiva.....	128
3.4.2. Vinculación entre variables.....	129
3.4.3. Gráficos de control.....	133
3.4.4. Superficie de respuesta.....	134
3.4.5. Redes neuronales artificiales.....	137
CAPÍTULO 4: RESULTADOS.....	139
4.1. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA	142
4.1.1. Condiciones climáticas.....	142
4.1.2. Errores	148
4.2. VINCULACIÓN ENTRE VARIABLES	152
4.2.1. Errores	152
4.2.2. Test de hipótesis.....	153
4.3. GRÁFICOS DE CONTROL.....	158
4.4. SUPERFICIE DE RESPUESTA	164
4.4.1. Estudio de error 1 frente al 0 para cada variable muestreada	164
4.4.2. Estudio de error 2 frente al 0 para cada variable muestreada	167
4.5. VALIDACIÓN MODELOS CREADOS Y VALORES OBTENIDOS	171
4.6. MODELADO DEL FALLO.....	172
CAPÍTULO 5: DISCUSIÓN.....	177

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES.....	197
CAPÍTULO 7: TRABAJOS FUTUROS	201
CAPÍTULO 8: BIBLIOGRAFÍA.....	205
CAPÍTULO 9: TRABAJOS DERIVADOS DE LA TESIS	219

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. Potencia mundial eólica instalada.	29
Figura 2. Esquema parque eólico.	35
Figura 3. Aerogeneradores parque eólico.	36
Figura 4. Aerogeneradores.	36
Figura 5. Torre Meteorológica troncocónica.	39
Figura 6. Aerogenerador eje horizontal.	41
Figura 7. Esquema básico disposición elementos góndola.	42
Figura 8. Zona interior góndola.	43
Figura 9. Desmontaje de rotor de aerogenerador.	45
Figura 10. Eje lento y multiplicadora de ejes paralelos.	47
Figura 11. Túnel de corriente de viento en el aerogenerador.	50
Figura 12. Circulación del viento sobre la pala del aerogenerador.	55
Figura 13. Curva de potencia de aerogenerador de 600 kW.	58
Figura 14. Tipos de mantenimiento.	62
Figura 15. Termopar en rodamiento eje entrada multiplicador.	66
Figura 16. Ciclo funcionamiento de un elemento.	84
Figura 17. Ubicación geográfica parque eólico a estudio (Google, s.f.)	109
Figura 18. Anemómetro congelado.	113
Figura 19. Zapata de freno.	114
Figura 20. Central hidráulica de aerogenerador.	115
Figura 21. Tratamientos de datos en SPSS.	124
Figura 22. Tratamiento de datos en Minitab.	126
Figura 23. Distribución de frecuencia para cada dirección del viento.	143
Figura 24. Distribución de la dirección del viento en el año a estudio.	143
Figura 25. Distribución de la frecuencia de la temperatura en el año a estudio.	144
Figura 26. Temperatura exterior a lo largo del año a estudio.	144
Figura 27. Distribución de frecuencias de la humedad relativa en el año a estudio.	145
Figura 28. Humedad relativa exterior a lo largo del año a estudio.	145
Figura 29. Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en el año a estudio.	146
Figura 30. Velocidad viento exterior a lo largo del año a estudio.	146
Figura 31. Temperatura y velocidad del aire para cada orientación del viento indicado.	147
Figura 32. Humedad relativa y velocidad del aire para cada orientación del viento incidente.	147
Figura 33. Frecuencia de cada tipo de fallo.	150
Figura 34. Errores de los aerogeneradores en el tiempo.	150
Figura 35. Errores y dirección del viento a lo largo del año.	151
Figura 36. Errores y velocidad del viento a lo largo del año.	151
Figura 37. Gráfico de control mensual de la temperatura exterior con límites anuales.	159
Figura 38. Gráfico de control anual de la velocidad del viento con límites anuales.	160
Figura 39. Gráfico de control mensual de la velocidad del viento con límites anuales.	161
Figura 40. Gráfico de control mensual de la dirección del viento con límites anuales.	162

Figura 41. Gráfico de control mensual de la humedad relativa del aire exterior con límites anuales.	163
Figura 42. Validación del modelo creado para el error 0 y 1.	171
Figura 43. Validación del modelo creado para el error 0 y 2.	171
Figura 44. Modelado del error 1 para una humedad del 100 %.	173
Figura 45. Modelado del error 2 de forma independiente de la humedad.	175
Figura 46. Relación entre potencia obtenida y velocidad del viento.	182
Figura 47. Curva de tendencia errores 2 y 17.	183
Figura 48. Validación de la velocidad límite predicha del error 1 respecto a los errores reales.	189
Figura 49. Validación de la velocidad límite predicha del error 1 respecto a los errores reales.	190
Figura 50. Validación de la velocidad límite predicha del error 2 respecto a los errores reales.	191

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Técnicas de monitorización aplicados en parques eólicos.	65
Tabla 2. Requerimientos para aceites de multiplicadoras.	69
Tabla 3. Límites de vibración según norma ISO 10816-3.	74
Tabla 4. Codificación de estados, tareas y acciones en los aerogeneradores.	86
Tabla 5. Características aerogeneradores a estudio.	110
Tabla 6. Codificación de errores aerogenerador por el sistema de control.	111
Tabla 7. Población datos observados.	129
Tabla 8. Frecuencia de los principales errores del parque.	149
Tabla 9. Correlación entre variables climáticas.	152
Tabla 10. Correlación entre condiciones climáticas y variables de un aerogenerador.	153
Tabla 11. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la velocidad del viento.	154
Tabla 12. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la dirección de viento.	155
Tabla 13. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la temperatura exterior.	156
Tabla 14. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la humedad relativa.	157
Tabla 15. Correlación errores 0 y 1 frente a la velocidad del viento para un año de muestreo.	164
Tabla 16. Correlación errores 0 y 1 frente a la velocidad del viento para dos meses de muestreo.	165
Tabla 17. Correlación errores 0 y 1 frente a la temperatura para dos meses de muestreo.	165
Tabla 18. Correlación errores 0 y 1 frente a la dirección del viento para dos meses de muestreo.	165
Tabla 19. Correlación de errores 0 y 1 frente a la humedad relativa para dos meses de muestreo.	166
Tabla 20. Correlación errores 0 y 1 frente a la humedad relativa, temperatura, velocidad y dirección del viento para dos meses de muestreo.	166
Tabla 21. Correlación errores 0 y 2 frente a la humedad relativa, temperatura, velocidad y dirección del viento para un año de muestreo.	167
Tabla 22. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección del viento para un año de muestreo.	168
Tabla 23. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección viento y temperatura para un año de muestreo.	168
Tabla 24. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección y temperatura del viento para dos meses.	169
Tabla 25. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección del viento para dos meses de muestreo.	169
Tabla 26. Correlación errores 0 y 2 frente a la temperatura del viento para dos meses de muestreo.	169
Tabla 27. Correlación errores 0 y 2 frente a la temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento para dos meses de muestreo.	170

Tabla 28. Coeficiente de correlación del modelado del error 1 para la temperatura, humedad relativa y dirección del viento para predecir la velocidad del viento límite definida por el error 1.	172
Tabla 29. Coeficiente de correlación del modelado de temperatura y dirección del viento para predecir la velocidad límite determinada por el error 2.	174
Tabla 30. Valores promedio de variables climáticas.	180
Tabla 31. Porcentaje de errores por ocurrencia.	180
Tabla 32. Porcentaje de errores en función del tiempo de paro.	181
Tabla 33. Tabla resumen del estudio de significancia por error y variable climática. .	184
Tabla 34. Valor promedio de las variables climatológicas para cada error.	186
Tabla 35. Minutos en cada uno de los estados de un aerogenerador.	193

RESUMO

A presente tese doctoral presenta un novo procedemento para deseñar os plans de mantemento, así como unha ferramenta de axuda para a toma de decisións operativas e de mantemento nos parques eólicos. Dito procedemento baséase na búsqueda da combinación de valores das variables climáticas que representan estados de alta probabilidade de falla a través do uso de superficies de resposta. Estes estados de alta probabilidade de falla representan un novo concepto, chamado como Indisponibilidade Técnica Climática, que será definido e trataránse as posibles aplicacións do mesmo que van desde a fase de deseño ata a fase de explotación dos parques eólicos.

RESUMEN

La presente tesis doctoral presenta un nuevo procedimiento para diseñar planes de mantenimiento, así como una herramienta de ayuda para la toma de decisiones operativas y de mantenimiento en los parques eólicos. Dicho procedimiento está basado en la búsqueda de la combinación de valores de las variables climáticas que representan estados de alta probabilidad de fallo mediante el uso de superficies de respuesta. Estos estados de alta probabilidad de fallo representan un nuevo concepto, denominado como Indisponibilidad Técnica Climática, que será definido y se tratarán las posibles aplicaciones del mismo que abarcan desde la fase de diseño hasta la fase de explotación de los parques eólicos.

ABSTRACT

The present doctoral thesis introduces a new procedure to design maintenance plans, as well as a help tool for making operational and maintenance decisions in wind farms. This procedure is based on the search of the combination of values of climatic variables that represent states of high probability of failure through the use of response surfaces. These states high probability of failure represent a new concept called as Unavailability Climate Technical, which will be defined and possible applications thereof ranging from the design phase to the operating phase of the wind farm will be discussed.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas ha existido un gran desarrollo y expansión de las energías renovables, y dentro de las mismas la energía eólica se ha convertido en la de mayor crecimiento gracias al alto grado de madurez tecnológica y competitividad económica que alcanzado en los últimos años.

La energía eólica, año a año, tiene un mayor protagonismo dentro de la generación de energía eléctrica mundial, lo que confirma que está siendo una clara alternativa a las energías convencionales, siendo capaz de captar cada vez mayor inversión privada (International Energy Agency, 2017).

El crecimiento de la energía eólica en las últimas décadas a nivel mundial ha sido imparable. Como muestra de ello en la Figura 1, que se ha elaborado según los datos de Global Wind Energy Council (GWEC, 2017), se puede ver el aumento de la potencia instalada de energía eólica en los últimos quince años en todo el mundo.

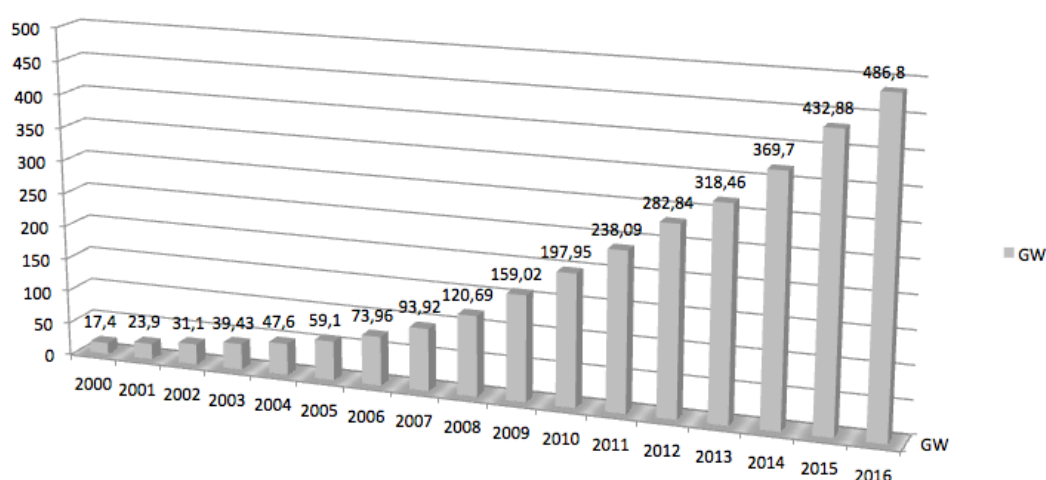


Figura 1. Potencia mundial eólica instalada.

Como se aprecia en la Figura 1, la energía eólica registró en el año 2015 un crecimiento record de la potencia instalada de 63,7 GW, alcanzando la cifra total de 435 GW instalados en todo el mundo según datos de la World Wind Energy Association (WWEA, 2016). En el ranking de países, España perdía ese año su cuarta posición mundial a favor de la India, al no tener crecimiento en 2015 y permanecer con sus 23 GW instalados.

En la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático o COP21, celebrada en Diciembre del 2015 en París, los 195 países participantes lograron por consenso un pacto para reducir las emisiones a través, entre otras acciones, de políticas energéticas respetuosas con el medio ambiente. Este pacto ha fomentado, sin duda, una mayor expansión de las energías renovables y, por tanto, de la energía eólica.

Sin embargo en el ámbito nacional se están produciendo fuertes recortes en las primas económicas que se estaban aplicando a la producción eléctrica de la energía eólica, lo que obliga más si cabe a mejorar la competitividad de la misma.

En este sentido durante los últimos años se ha estado trabajando en metodologías para mejorar la explotación de los parques eólicos, cubriendo algunos aspectos importantes de su ciclo de vida: diseño y desarrollo, construcción y producción, diagnóstico y mantenimiento predictivo y preventivo, entre otros.

A día de hoy, el mantenimiento basado en la condición (Condition Based Maintenance, CBM) se considera una de las mejores alternativas para la gestión del mantenimiento, ya que presenta grandes ventajas económicas en comparación con otras estrategias de mantenimiento clásico. En los parques eólicos existen pocos sistemas de mantenimiento a condición mediante monitorización (Control Management Systems, CMSs) basados en algoritmos que tienen en cuenta un número reducido de variables.

Por otro lado, se han realizado trabajos de investigación sobre las tareas de mantenimiento en parques eólicos reales (Costa, Fraguela, Orosa & Pérez, 2015; Costa, Roshan, Orosa & Rodríguez-Fernández, 2014), donde se demostró que el control estadístico es un método con enormes posibilidades para el desarrollo de procedimientos de mantenimiento en tiempo real. Además, los resultados de estos trabajos mostraron que las condiciones climáticas están relacionadas con los principales fallos de operación, y que la velocidad del viento no es la única variable que debe ser considerada para analizar fallos de operación y averías.

Continuando con esta línea de investigación, se presenta como imprescindible realizar nuevas metodologías que tengan en cuenta todas las variables implicadas en los fallos y averías que se dan en los aerogeneradores, que aporten mayor fiabilidad y contribuyan a incrementar la disponibilidad de los parques eólicos.

CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS Y ESTADO DEL ARTE

1. FUNDAMENTOS Y ESTADO DEL ARTE

1.1. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.1.1. Reseña histórica de la Energía Eólica

Desde la antigüedad el ser humano ha intentado aprovechar la energía del viento para realizar distintas actividades, pero es en el siglo XIX cuando nace el concepto de la energía eólica. Esto surge en 1808 cuando Lord Kelvin propone la idea de acoplar un generador eléctrico a una máquina que aprovecha la fuerza del viento, fue el antecedente del aerogenerador, que no se pudo llevar a cabo hasta que en el año 1850 se inventa la dinamo.

En 1879, William Thomson propone el uso de la energía del viento para la generación de electricidad. En 1888 Charles F. Brush construye el que se considera el primer aerogenerador, era de eje horizontal que cargaba una serie de baterías gracias a una dinamo de 12 kW (De Juana, Santos et al. , 2003). En 1890 Poul la Cour, considerado el padre de la energía eólica moderna, pone en marcha la primera máquina diseñada únicamente para generar electricidad con la energía eólica.

A lo largo ya del siglo XX se va desarrollando la tecnología eólica. En los años 20 se empiezan a aplicar técnicas de aerodinámica que se aplicaban a las alas y hélices de los aviones y en 1927 A.J. Dekker construye el primer rotor con palas de sección aerodinámica (Fernández Salgado J. , 2011), capaz de alcanzar velocidades en punta de pala de hasta cinco veces superiores a la velocidad del viento incidente lo que provoca un avance tecnológico en el sector.

En el año 1957 Ulrich W Hüttner desarrolla el aerogenerador StGW-34 que se considera el inicio de la tecnología eólica moderna, y este mismo año Johannes Juul construye en Dinamarca el primer aerogenerador para corriente alterna de 200 kW, que se considera predecesor de los aerogeneradores actuales.

Sin embargo no es hasta finales del siglo XX cuando comienzan a desarrollarse soluciones técnicas que permiten viabilizar las instalaciones eólicas dentro del mercado de la generación eléctrica (INEGA, 2000).

En los años 70 la primera crisis del petróleo provoca que se empiecen a buscar nuevas alternativas a las energías convencionales, fomentando los trabajos de investigación en la energía eólica. A partir de esta época empiezan a aparecer los primeros aerogeneradores comerciales alcanzando la potencia de 55 kW en 1980, como el modelo MICON del que se fabricaron más de 1.000 unidades.

En el año 1981 se pone en marcha el primer parque eólico del mundo en EEUU, Towards 2000 compuesto por tres torres de dos palas y con una capacidad de generación cercana a los 7.500 kW.

Cuando tecnológicamente se supera la cifra de los 50 kW y la fabricación en serie, hace que los costes se reduzcan considerablemente lo que provoca que los megawattios producidos por energía eólica en el mundo vaya creciendo de forma exponencial y se incremente de la misma forma el número de países que cuenten con este tipo de energía.

El incremento de la fiabilidad, la disminución de costes de las instalaciones y unos menores gastos de explotación han propiciado el enorme crecimiento de la energía eólica frente a los otros tipos de energías renovables. Muestra de ello en la década de los 90 la potencia media de los aerogeneradores instalada estaba entorno a los 100 kW, encontrándose en la actualidad extendido el uso de aerogeneradores de 1.500 kW y aerogeneradores comerciales de más de 3.000 kW.

En el ámbito nacional, podemos indicar que los orígenes de la eólica española son del año 1982 (Box J. , 2014), año en que se instala el primer prototipo de aerogenerador, el PEUI-10-1 de 22 kW. El primer parque eólico experimental se pone en marcha en el año 1984 con 5 aerogeneradores. El 10 de marzo de 1984 se pone en marcha el primer prototipo de aerogenerador de fabricación española el ECOTECNIA 12/15, cuyo nombre hacía referencia a sus 12 metros de diámetro y 15 kW de potencia nominal.

A este primer prototipo le siguen otros como el 12/30 que motivan un desarrollo tecnológico y se produce un crecimiento lento de la energía eólica en España hasta el año 1995 donde se alcanzan los 100 MW instalados. A partir de este año el crecimiento es imparable superándose los 800 MW en 1998 (AEE, 2016), los 5 GW en 2003, los 15 GW en 2008, los 23 GW en 2012 y los 64 GW en la actualidad.

1.1.2. Descripción de los parques eólicos

Una vez revisada la evolución histórica, se considera de interés el realizar una descripción de los parques eólicos.

Se podría definir un parque eólico como una unidad de producción eléctrica mediante el uso exclusivo de la fuerza del viento. Esta fuerza del viento se capta de las diferentes corrientes de aire que se generan sobre la superficie terrestre por causa del calentamiento desigual de la misma por el Sol.

En la Figura 2, que se muestra a continuación, se representa un esquema de un parque eólico con los elementos que lo componen.

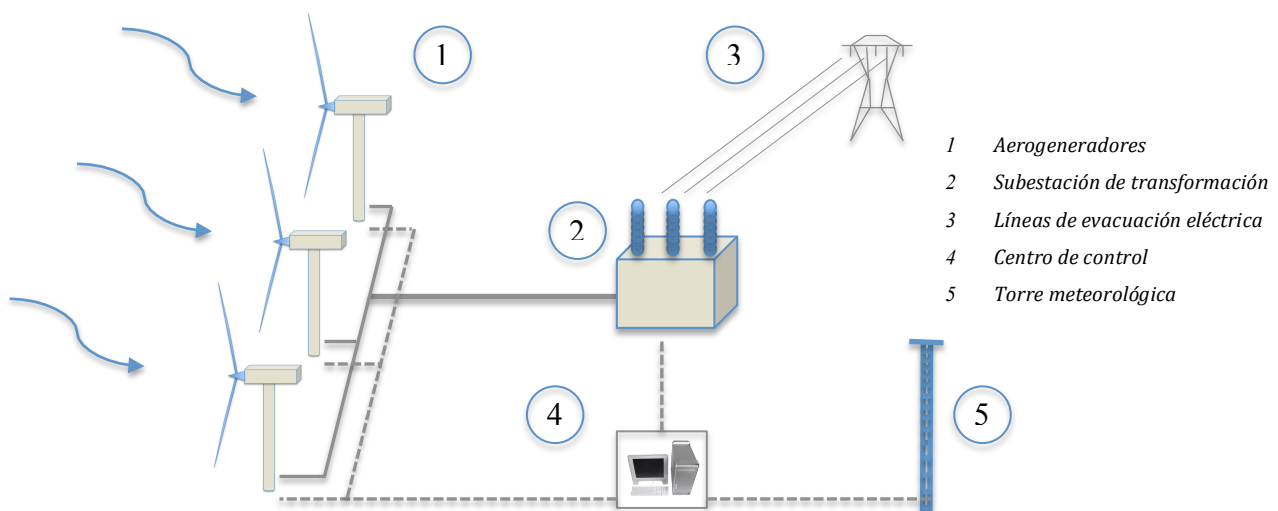


Figura 2. Esquema parque eólico.

A continuación se describe el funcionamiento de un parque eólico, a través de los elementos que lo componen.

1.1.2.1. Aerogenerador

El aerogenerador es el principal componente del parque eólico, y se muestra en las Figuras 3 y 4. Un aerogenerador es un generador eléctrico que funciona por la fuerza del viento, transformando la energía cinética del viento en energía eléctrica.

El número de aerogeneradores que dispone un parque eólico suele oscilar entre 30 y 100 unidades y su número depende de la superficie disponible en la ubicación seleccionada y las características del viento predominante en ese emplazamiento. Se tarda más de un año en realizar los estudios necesarios para fijar el número y ubicación exacta de los aerogeneradores de un parque eólico.

Los tipos de aerogeneradores y los elementos que los conforman será tratado en el próximo apartado.



Figura 3. Aerogeneradores parque eólico.



Figura 4. Aerogeneradores.

1.1.2.2. Subestación de transformación

La energía producida en los aerogeneradores que se construyen en la actualidad, es transportada a través de líneas eléctricas subterráneas hacia la subestación de transformación. Estas líneas son de cables de aislamiento seco de uno o varios conductores por fase, en función de la potencia a transportar, la caída de tensión máxima admisible y la longitud de línea hasta la subestación (Méndez Muñiz & Rodríguez Rodríguez, 2012). La tensión de trabajo de los aerogeneradores se encuentra generalmente entre 12 y 30 kV, y la evacuación se realiza en agrupaciones de varias unidades que comparten una línea de evacuación hacia la subestación de transformación.

La función principal de la subestación de transformación es elevar la tensión de la energía eléctrica producida en los aerogeneradores y entregarla a la red de evacuación de alta tensión.

La gran mayoría de los parques existentes disponen de subestaciones de transformación convencionales, donde los conductores no tienen aislamiento siendo el aire atmosférico quien realiza esa función.

La subestación tiene una parte que se encuentra a la intemperie, donde se encuentran los elementos principales de la misma que son: transformador de potencia, transformadores de intensidad, pararrayos autoválvulares, interruptor automático, seccionador de línea y transformadores de tensión. En esta parte se realiza la elevación de tensión y se conecta o se aísla el parque a las líneas de evacuación a red y se protege frente a rayos.

Otra parte de la subestación se encuentra en el interior del edificio donde se aloja la aparatenta de maniobra de media tensión, junto con un sistema de mando, protección y control de la subestación. En esta parte se controla toda la media tensión pudiendo conectar y desconectar las distintas líneas de evacuación de los aerogeneradores con la subestación mediante las cabinas de cada una de las líneas, así como operar de forma local la misma. También se dispone de equipos de medida de la energía producida por los aerogeneradores y que entra en la subestación y la entregada a la red de alta tensión, pudiéndose así medir las pérdidas generadas en el transformador.

1.1.2.3. Líneas de evacuación eléctrica

La energía eléctrica que sale de la subestación de transformación es transportada hasta el punto de interconexión con la red eléctrica de alta tensión, mediante la línea de evacuación eléctrica del parque eólico.

Esta línea está formada por uno o varios conductores aéreos, aunque algunas discurren de forma subterránea, se realizan mediante conductores con secciones comprendidas entre los 400 y 600 mm² y operan con una tensión entre 12 y 400 kV.

1.1.2.4. Centro de control

El centro de control es un edificio situado en el parque eólico que dispone de varias estancias para ubicar distintos servicios, que habitualmente son: sala de control, taller mecánico para realizar reparaciones de los elementos del parque y almacén donde se ubican repuestos, herramental e utillajes. Normalmente se encuentra ubicada muy próxima a la subestación de transformación.

La principal función del centro de control la cumple la sala de control, donde se opera y controla todo el parque eólico. En la sala de control se reciben todas las alarmas, información y datos que aportan los aerogeneradores, subestación y torres meteorológicas. Desde la misma se pueden conectar, desconectar y parar los aerogeneradores, realizar conexiones y desconexiones en la subestación eléctrica y disponer de los datos de producción eléctrica del parque.

Si bien se puede operar el parque eólico desde esa misma sala por el responsable del parque, también se puede operar de forma remota desde otra ubicación donde se pueden operar varios parques a la vez.

En la sala de control también se encuentra el servidor del parque donde se almacenan todos los datos, alarmas e información generada año tras año, formándose un histórico de los mismos.

1.1.2.5. Torre meteorológica

La torre meteorológica capta y transmite a la sala de control los datos de velocidad y dirección del viento, presión atmosférica y temperatura ambiente de la zona donde se encuentra ubicado el parque eólico, los equipos de medida se instalarán a la misma altura de trabajo de los aerogeneradores.

Los equipos de medición utilizados son: para la dirección del viento una veleta; la velocidad del aire con un anemómetro, habitualmente de cazoletas; temperatura y humedad con termohigrómetro; y la presión atmosférica con barómetro. Si bien los datos de velocidad y dirección del viento son medidos en cada uno de los aerogeneradores, nos da información genérica de las condiciones climáticas a las que están expuestas los aerogeneradores. En el caso de que el parque eólico disponga de aerogeneradores en ubicaciones distintas o en zonas donde las condiciones climatológicas tengan diferencias apreciables, se colocarán torres meteorológicas en cada una de esas ubicaciones o zonas y sus datos se vincularán a los aerogeneradores que comparten dichas condiciones.

La estructura suele ser de celosía, aunque pueden utilizarse torres de sección troncocónica, como la mostrada en la Figura 5, mediante chapas de acero galvanizado.



Figura 5. Torre Meteorológica troncocónica.

1.1.3. Descripción de los aerogeneradores

El aerogenerador es un dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica (Fernández Salgado, 2009) y la energía mecánica es transformada a su vez en energía eléctrica.

Podemos clasificar los aerogeneradores en función de su forma de aprovechamiento del viento en aerogeneradores de traslación y de rotación. Los aerogeneradores de traslación se encuentran en fase de desarrollo tecnológico, siendo los de rotación los utilizados a día de hoy de forma generalizada. Dentro de la categoría de rotación, a su vez, los podemos clasificar en función de la posición del eje del rotor de la máquina, teniendo los siguientes tipos:

- Aerogeneradores de eje vertical.
- Aerogeneradores de eje horizontal.

Si bien los aerogeneradores de eje vertical presentan ventajas frente a los de eje horizontal como que su geometría permite situar el multiplicador y generador a nivel de suelo y que no requieren de mecanismos de orientación por su morfología, presentan importantes desventajas como requerir cables tensores para su sujeción, lo cual en ciertas ubicaciones esto no es posible, no ser máquinas de arranque automático y su eficiencia promedio es baja. Por estas desventajas se ha optado de forma generalizada por la utilización de los aerogeneradores de eje horizontal. Por todo lo comentado y por ser el tipo de aerogeneradores a estudio, a partir de este punto cuando se hable de aerogenerador, se estará refiriendo a un aerogenerador de rotación y de eje horizontal.

El aerogenerador esta formado a su vez por una serie de elementos, que podemos agrupar por la función que realizan de la siguiente forma:

1. Estructura.
2. Captación de energía cinética.
3. Generación eléctrica.
4. Control y comunicaciones.

1.1.3.1. Estructura

Los elementos que conforman la estructura de los aerogeneradores son la torre, la cimentación y la góndola, y se muestran en la Figura 6.

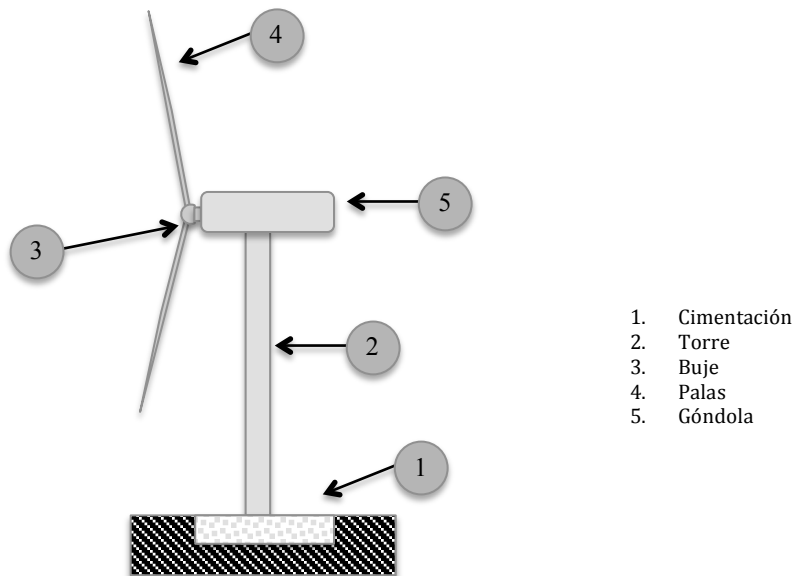


Figura 6. Aerogenerador eje horizontal.

La cimentación debe mantener el aerogenerador estable bajo las condiciones de viento a las que va funcionar y debe por tanto aportar un apoyo rígido a todo el aerogenerador transmitiendo todos los esfuerzos al terreno circundante. Para su cálculo se busca evitar el vuelco del aerogenerador bajo condiciones climatológicas extremas. Para su realización se ha extendido el uso de zapatas de hormigón armado de planta cuadrada dotada de una virola con taladros para el alojamiento de los pernos de unión con la virola que dispone la base de la torre.

La torre aporta altura al aerogenerador, de esta manera, una mayor altura nos garantiza velocidades de viento más altas y constantes y un menor régimen turbulento al estar menos expuesto a las rugosidades del terreno, por tanto tenemos acceso a una mayor energía eólica. El disponer de mayor altura también nos permite montar palas de mayor longitud incrementándose el área de captación de energía.

Para la fabricación de las torres se ha generalizado la utilización de tramos tubulares troncocónicos de acero, entre tres y cinco, unidos mediante bridas fijadas por pernos de unión. Se encuentran en desuso otras alternativas utilizadas como el hormigón por su coste o las torres de celosía por su menor seguridad para el personal del parque. Para su diseño se debe tener en cuenta la rigidez requerida y que su frecuencia propia sea mayor que la de excitación de las palas para evitar que se produzca resonancia en cualquier rango de viento. El tamaño de las torres depende directamente de la longitud de las palas, siendo un valor medio el indicado por la ecuación 1 (Fernández Salgado, 2011):

$$H = \frac{3}{4}D + 10 \quad (1)$$

Siendo H la altura de la torre y D el diámetro del rotor, ambas en metros. A día de hoy se alcanzan alturas superiores a los 150 metros.

La góndola se sitúa en la parte más alta de la torre y da alojamiento a los elementos encargados de la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica (eje lento, multiplicador, generador, transformador, ...), además de soporte a buje y palas, como puede verse a continuación en la Figura 7.

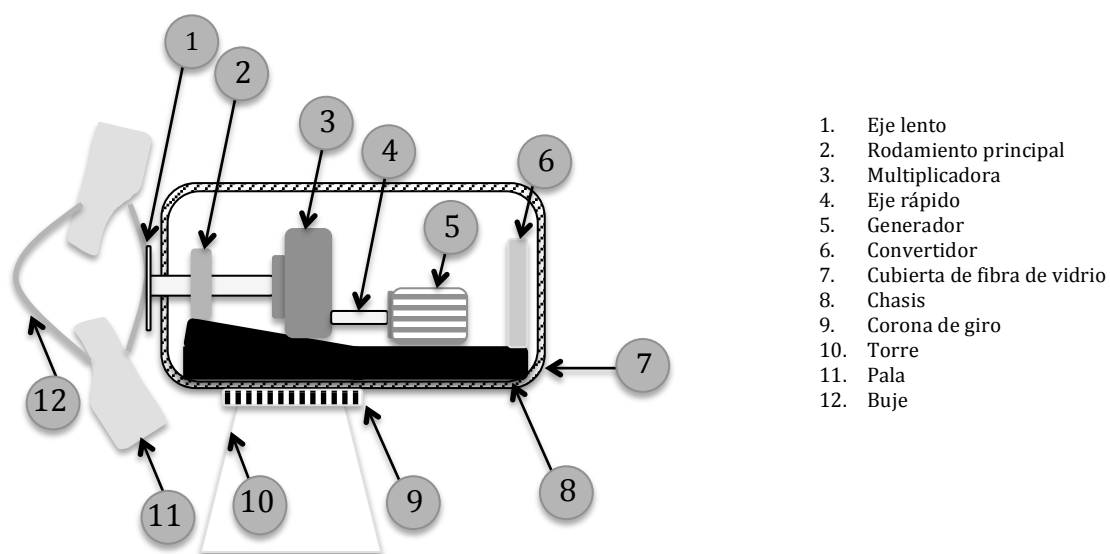


Figura 7. Esquema básico disposición elementos góndola.

En la góndola, Figura 8, también se encuentran todos los elementos auxiliares del aerogenerador (grupo hidráulico, motorreductores, corona de giro, polipasto de servicio, entre otros) y los elementos de control (anemómetro, veleta, armario de control, sensores, ...). Lo habitual es que la góndola sea un bastidor de acero donde se sustentan los equipos indicados y se transmiten todos los esfuerzos de palas, buje y equipos hacia la torre a través de la corona de orientación y, por otro lado, tanto bastidor como equipos están recubiertos de una capota de fibra de vidrio para protegerlos contra las inclemencias del tiempo.



Figura 8. Zona interior góndola.

1.1.3.2. Captación de energía cinética

La captación de la energía cinética del viento se realiza por medio de las palas, buje y el mecanismo de orientación. A las palas y buje se les denomina en conjunto como el rotor del aerogenerador.

En cuanto al diseño del rotor se ha generalizado la utilización del modelo danés, que son aerogeneradores tripala y con el rotor orientado a barlovento (en el lado de la góndola por donde incide el viento).

Los rotores orientados a barlovento presentan la ventaja de que se evita que la torre apantalle parte del viento a diferencia de los de sotavento y de la misma forma la torre tiene cierta protección del viento por acción de las palas, reduciendo así los esfuerzos transmitidos a la torre. Sin embargo a diferencia de los aerogeneradores con rotor orientado a sotavento, cuyo diseño de rotor y góndola hace que se auto orienten en la dirección del viento, los aerogeneradores a barlovento necesitan ser orientados.

La orientación se realiza mediante el mecanismo correspondiente. Este se activa mediante un sistema de control que gestiona los datos de dirección y velocidad de viento que le aporta la veleta y anemómetro colocados en la parte trasera de la góndola, a través de los cuales calcula la posición óptima del aerogenerador para entregar la máxima potencia, o posiciona el aerogenerador en una zona sin viento incidente para detenerlo. Este sistema tiene en cuenta las rotaciones realizadas por el aerogenerador para evitar el enrollamiento de los cables que discurren entre la góndola y la torre.

El mecanismo de orientación esta formado por la corona de orientación que une la torre a la góndola y permite el giro entre ambas, los reductores de orientación que posicionan el rotor en la posición deseada y los frenos de giro que fijan la góndola en la posición que se determine.

Una vez posicionado el rotor en la posición de máximo aprovechamiento, entran en juego las palas. Las palas son los elementos que capturan la energía cinética en función de su aerodinámica, área de barrido, densidad del aire y la velocidad del viento, y la transforman en un par que provoca el movimiento rotacional del eje lento del aerogenerador.

El motivo por el que se ha impuesto los aerogeneradores tripala es que genera menores esfuerzos a la torre y que requieren de menor velocidad de giro que los bipala para producir la misma energía. Además de los tripala y bipala, en los primeros modelos de aerogeneradores también se diseñaron aerogeneradores monopala con escaso éxito.

Las palas actuales se fabrican en tres capas, una estructura central que aporta la resistencia, a veces fabricada en madera o resinas, y dos cubiertas exteriores de fibra de carbono o fibra de vidrio que conforman el perfil aerodinámico muy semejante al ala de un avión de forma alabeada y anchura decreciente, además suelen presentar cierta

curvatura para favorecer la entrada del viento. La longitud de las palas varía en función de la altura y potencia del aerogenerador por lo que, de esta forma aerogeneradores de 750 kW suelen disponer de palas de 12 metros de longitud y aerogeneradores de 2 MW suelen disponer de palas de 40 metros.

Las palas llevan en su extremo ancho un aro metálico embebido en la fibra, para realizar la unión con el buje mediante pernos. Las palas pueden permanecer en una posición fija en el buje o rotar su posición sobre el mismo, modificando su ángulo. Según sean fijas o móviles podemos clasificar las palas de paso fijo o de paso variable.

Las palas de paso variable tienen la ventaja de que se puede controlar la energía captada modificando el ángulo de pala. El control del ángulo de las palas se realiza a través de un controlador electrónico que calcula la posición óptima para entregar la máxima potencia dentro de los límites del aerogenerador. La rotación de las palas se suele realizar mediante unos cilindros hidráulicos que se encuentran en el buje unidos mediante latiguillos a una centralita hidráulica que se encuentra ubicada en la góndola.

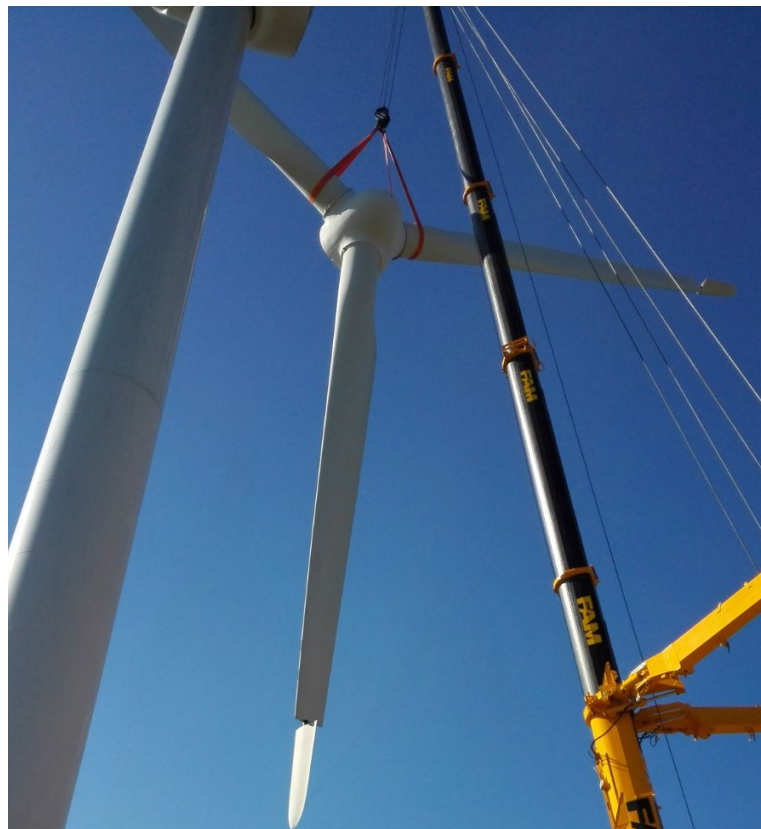


Figura 9. Desmontaje del rotor de un aerogenerador.

Las palas de paso fijo, en su gran mayoría, disponen de aerofrenos para ayudar a realizar una parada suave del aerogenerador. Los aerofrenos van situados en la punta pala, como se puede apreciar en la Figura 9, y son accionados por un sistema hidráulico que cuando se quiere detener el aerogenerador los coloca a 90° del plano de la pala ofreciendo la resistencia aerodinámica suficiente para reducir la velocidad de giro a un nivel seguro.

Como se ha indicado, las palas van unidas al buje y este a su vez al eje lento. A través de este elemento se transmite todo el par motor al generador, las cargas aerodinámicas y el peso de las palas a la góndola, por lo que su cálculo es complejo. Su geometría habitual es una esfera cortada por tres planos en los que se conforman las bridas de unión a las palas y se fabrican en distintas aleaciones de acero.

1.1.3.3. Generación eléctrica

Una vez captada la energía cinética del viento, ésta se transmite en forma de rotación al tren de potencia a través del buje. El tren de potencia está formado por el eje lento, multiplicadora (no en todos los modelos) y generador.

La transmisión del movimiento de rotación se hace de la siguiente forma, el buje se encuentra unido por pernos al eje lento del aerogenerador. El eje lento es hueco y por su interior discurren conducciones eléctricas y/o hidráulicas para alimentar los elementos que se encuentran en bujes y palas. El eje lento esta apoyado sobre un rodamiento que permite el giro y soporta los esfuerzos transmitidos por el buje.

El eje lento transmite el movimiento rotacional a la multiplicadora o al generador dependiendo del tipo de aerogenerador. Los modelos de aerogenerador más extendidos en la industria eólica disponen de multiplicadora, en este tipo el eje lento va calado en el eje de entrada de la multiplicadora.

1.1.3.3.1. Multiplicadora

Una multiplicadora es una caja de engranajes que tienen como misión aprovechar el alto par y baja velocidad de rotación del eje lento para transformarlo en un movimiento de rotación de alta velocidad, de aproximadamente 1500 revoluciones por minuto.

En los aerogeneradores se ha extendido el uso de dos tipos de multiplicadoras, las de ejes paralelos y las planetarias o epicicloidales. Las multiplicadoras de ejes paralelos, como la de la Figura 10, presentan las ventajas frente a las planetarias, de tener menor coste por su forma constructiva más sencilla, lo que favorece también que presenten un mantenimiento más sencillo y un funcionamiento más silencioso, sin embargo presentan un mayor tamaño y peso que las epicicloidales lo que afecta al diseño y volumen disponible de la góndola.



Figura 10. Eje lento y multiplicadora de ejes paralelos.

Las multiplicadoras planetarias presentan como ventajas, frente a las de ejes paralelos, menor tamaño y peso, como se ha indicado, y poder montar un tren de potencia alineado al no existir desviación entre el eje de entrada y el eje de salida. Sin embargo presentan desventajas frente a las de ejes paralelos, puesto que tienen mayor coste por su diseño más complejo que hace que su mantenimiento sea más complicado.

Las multiplicadoras tienen un sistema de refrigeración y filtración de aceite de lubricación, para alargar la vida útil de elementos dentados y rodamientos. El sistema de

refrigeración y filtración de aceite consiste en una bomba de aceite que aspira el aceite de la parte inferior de la multiplicadora a través de un filtro, que retiene las impurezas que contenga evitando que estas circulen por el interior de la multiplicadora. El filtro activa una señal cuando se alcanza el nivel de colmataje fijado que sirve de señal de alarma de posibles desgastes excesivos en la misma. Tras ser aspirado por la bomba este es impulsado a un intercambiador de calor, generalmente de aire-aceite de placas con circulación forzada de aire, y tras ser enfriado es devuelto a la multiplicadora de nuevo. En algunos modelos de multiplicadora se utiliza un sistema de lubricación para complementar la lubricación por barboteo de la multiplicadora, efectuando inyección directa de aceite en los rodamientos.

El eje de salida de la multiplicadora, el eje rápido, se une al generador eléctrico mediante un acople, este eje rápido está provisto de un sistema de frenado por medio de un disco de freno y pinzas hidráulicas para realizar paradas de emergencia del aerogenerador en caso de requerirse. De esta forma este freno mecánico se suma al freno aerodinámico del aerogenerador cumpliéndose así la normativa que indica que deben existir dos sistemas de frenado.

1.1.3.3.2. Generador eléctrico

El generador eléctrico convierte la energía de rotación del eje rápido en energía eléctrica que es evacuada a redes de distribución, como se ha indicado, por ello los generadores de los aerogeneradores son trifásicos y de corriente alterna. Los generadores eléctricos eólicos pueden ser asíncronos o síncronos, aunque se ha extendido el uso de generadores asíncronos. Los generadores asíncronos presentan las ventajas de ser equipos robustos de bajo mantenimiento, capaces de amortiguar sobrecargas puntuales por ráfagas de viento y admite por su conexión en cortocircuito en el rotor trabajar a dos velocidades diferentes del eje lento. Sin embargo presentan una gran desventaja, son incapaces de producir y controlar la potencia reactiva que precisan para mantenerse magnetizados por lo que absorben energía de la red eléctrica, y al requerirse en los sistemas de generación factores de potencia próximos a la unidad precisan de un sistema adicional de control y aporte de reactiva por medio de baterías regulables de condensadores o por medio de un sistema electrónico de potencia.

Por motivo de la alta potencia eléctrica generada, los generadores requieren de refrigeración continua durante su funcionamiento, que normalmente se realiza mediante ventilación forzada. Lo habitual es el uso de generadores con 2 o 3 pares de polos por su coste y tamaño. Sin embargo, a medida que incrementamos el número de polos se aumenta el coste pero se reduce la velocidad de viento mínima para su funcionamiento, en algunos modelos se ha incrementado el número de polos hasta el punto de no ser necesario la utilización de multiplicador, pudiendo trabajar el generador directamente contra el eje lento, como el modelo del fabricante ENERCON GmbH.

El voltaje generado por el generador eléctrico de un aerogenerador es de 690 V en la gran mayoría de modelos. La potencia producida por el generador es conducida hasta la base de la torre a través del cableado de potencia. En la base de la torre del aerogenerador se encuentra un transformador de aislamiento que eleva el voltaje hasta los 20 kV, tensión a la que se transporta la energía producida hasta la subestación.

1.1.3.4. Control y comunicaciones

Los aerogeneradores disponen de un sistema de control que hace posible su correcto funcionamiento y de un sistema de comunicaciones para poder interactuar con el mismo de forma remota.

El sistema de control está formado por una serie de sensores que captan información interna y externa del aerogenerador necesaria para su funcionamiento de forma segura, entre los que se encuentran la velocidad y dirección del viento, presión y temperatura atmosférica, control de acceso al aerogenerador, ángulo de palas, tensión e intensidad eléctrica generada, factor de potencia, temperatura de aceite de la multiplicadora, vibraciones de la multiplicadora y generador, etc. Estos datos son enviados a un SCADA para el control y supervisión de la información captada y a un ordenador con el que se comunica para interactuar y programar el sistema, así como almacenar los datos registrados en un histórico.

El sistema de comunicación con el aerogenerador se realiza a través de una red de fibra óptica que recorre el parque eólico por la que se envían todos los datos al centro de control y por la que se pueden recibir ordenes de dicho centro, como reducir la potencia de los aerogeneradores por necesidades de la red o pararlos por diversos motivos.

1.1.4. Conceptos teóricos de la energía eólica

1.1.4.1. Potencia eólica máxima aprovechable. Ley de Betz

Se puede obtener una estimación de la energía que puede extraerse del viento con un aerogenerador mediante el uso de la teoría de la cantidad de movimiento. Para facilitar el cálculo estimativo se tienen en cuenta las hipótesis de Rankine y Froude (Fernández Salgado, 2011), que son:

- Se considera como fluido ideal el aire, sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades del rotor.
- El aire es considerado como fluido incompresible, y al tratarse de velocidades subsónicas se toma su densidad como constante.
- Se trabaja en régimen estacionario.
- No se considera la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- El rotor se considera un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable, no existiendo por tanto rozamiento.

Teniendo en cuenta dichas hipótesis, consideramos que el aire entra en un túnel de corriente que circunda el aerogenerador con una velocidad v_1 y sale con una velocidad inferior v_2 , siendo la diferencia de energía cinética entre entrada y salida, la energía que capta el aerogenerador.

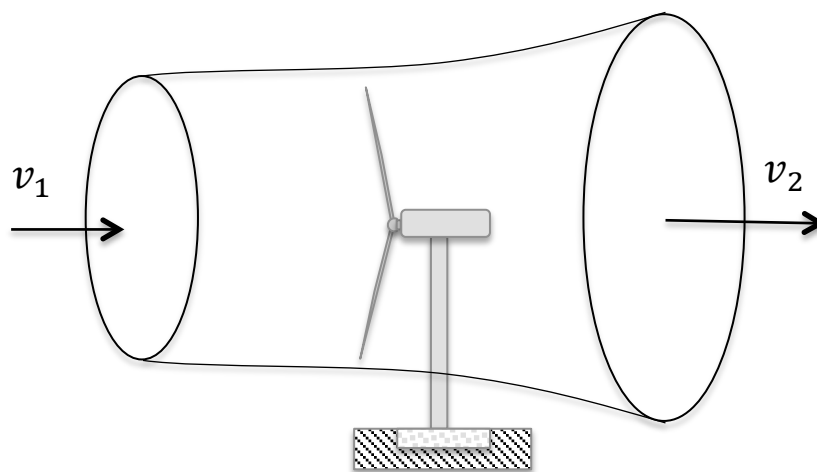


Figura 11. Túnel de corriente de viento en el aerogenerador.

El flujo másico (kg/s), que pasa por el aerogenerador es:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad (2)$$

Siendo ρ la densidad del aire (kg/m³), A la superficie del área barrida (m²) y v (m/s) la velocidad del viento.

Por conservación de la masa, ésta debe ser igual a la entrada que a la salida del aerogenerador, con lo que se cumple:

$$\rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 \quad (3)$$

Siendo A_1 y A_2 las áreas de paso del aerogenerador a la entrada y salida, v_1 y v_2 la velocidad del aire a la entrada y la velocidad del aire tras pasar el aerogenerador respectivamente.

Por tanto según la ecuación anterior, al existir una pérdida de velocidad del aire por efecto de las palas del aerogenerador, la sección del tubo de corriente a la salida del aerogenerador se incrementa a razón de esta pérdida de velocidad, como se muestra en la Figura 11 y despejando de la ecuación 3.

$$A_2 = \frac{v_1}{v_2} \cdot A_1 \quad (4)$$

A continuación se determinará la energía disponible en el viento incidente en el aerogenerador, que será la energía cinética (J) que dispone el mismo a la entrada del aerogenerador:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \quad (5)$$

Por tanto la potencia disponible del viento que incide en el aerogenerador será:

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v_1^2 \quad (6)$$

Sustituyendo el flujo másico por lo indicado en la ecuación 2, tenemos que la potencia disponible del viento a la entrada del aerogenerador (W) es:

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3 \quad (7)$$

A continuación se muestra la forma de calcular la potencia aprovechable del viento en los aerogeneradores de barrido circular, volver a indicar que la masa por unidad de tiempo es constante a lo largo de todo el trayecto del viento a través del aerogenerador.

$$\rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A_a \cdot v = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 \quad (8)$$

Siendo A_a el área de barrido del rotor y v la velocidad del aire en el aerogenerador.

La fuerza ejercida por el viento sobre el aerogenerador (N) es:

$$F = m \cdot a = m \cdot \frac{dv}{dt} = \dot{m} \cdot \Delta v \quad (9)$$

y sustituyendo el flujo másico por lo indicado en la ecuación (8), tenemos:

$$F = \rho \cdot A_a \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad (10)$$

El trabajo (J) realizado por dicha fuerza es:

$$\partial W = F \cdot \partial x \quad (11)$$

y por tanto la potencia aprovechable por el aerogenerador (W) será:

$$P = \frac{\partial W}{\partial t} = F \cdot \frac{\partial x}{\partial t} = F \cdot v \quad (12)$$

Sustituyendo el valor de F de la ecuación 10 en la ecuación 12 tenemos:

$$P_{aprovechable} = \rho \cdot A_a \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad (13)$$

Esta misma potencia aprovechable por el aerogenerador se puede obtener de la misma forma a través de la energía cinética:

$$P_{aprovechable} = \frac{\partial E_C}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_a \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (14)$$

Ambas expresiones 13 y 14 nos indican el mismo valor de potencia aprovechable por el aerogenerador, por tanto se pueden igualar obteniendo:

$$\rho \cdot A_a \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_a \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (15)$$

simplificando tenemos:

$$v = \frac{1}{2} \cdot \frac{(v_1^2 - v_2^2)}{(v_1 - v_2)} = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad (16)$$

Con lo que la velocidad en el rotor se puede considerar como la media de las velocidades de entrada y salida del túnel de viento del aerogenerador. Sustituyendo v por el valor obtenido en la ecuación 14 tenemos el siguiente valor de potencia aprovechable:

$$P_{aprovechable} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_a \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (17)$$

Por lo que la potencia aprovechable por el aerogenerador depende del área de barrido del rotor, de la densidad del aire y de las velocidades de entrada y salida del rotor.

Siendo la velocidad de entrada la fijada por la velocidad del viento que incide sobre el aerogenerador y la que nos fija la potencia disponible del viento se puede reformular la ecuación 17 de la siguiente forma:

$$P_{aprovechable} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_a \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) \quad (18)$$

Siendo $k = v_2/v_1$. A partir de esta ecuación y para obtener la potencia máxima aprovechable, derivamos respecto a k e igualamos a 0.

$$\frac{\partial P}{\partial k} = 3k^2 + 2k - 1 = 0; \quad \text{resolviendo } k = \frac{1}{3}$$

Sustituyendo este valor en la ecuación 18 se obtiene la potencia máxima aprovechable:

$$P_{m\acute{a}xima\ aprovechable} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A_a \cdot v_1^3 \quad (19)$$

Una vez conocida la potencia máxima aprovechable del viento por el aerogenerador se puede analizar el rendimiento máximo que se puede obtener en relación con la potencia disponible del viento a la entrada del aerogenerador ecuación 7.

$$\eta_{m\acute{a}ximo} = \frac{P_{m\acute{a}xima\ aprovechable}}{P_{disponible}} = \frac{\frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A_a \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3} = \frac{16}{27} = 0,5926$$

Esto marca un límite máximo teórico, un aerogenerador con un rotor en forma de disco sólo podrá obtener un máximo del 59,26 % de la energía disponible del viento que pasa a su través, este límite es conocido como la Ley de Betz formulada por Albert Betz en 1927.

Los actuales aerogeneradores de rotación, de barrido circular, de eje horizontal y tripala trabajan con rendimientos que oscilan entre el 36 y el 44 %, teniendo por tanto unas pérdidas entorno el 23 y el 15 % del máximo teórico.

1.1.4.2. Aprovechamiento del viento por acción de las palas

Las palas del aerogenerador, como se ha indicado, son los elementos de captación de energía eólica, por lo que su adecuado diseño es esencial para acercarse lo más posible al máximo teórico.

Las actuales palas de los aerogeneradores de eje horizontal comparten el diseño aerodinámico de las alas de los aviones, en donde el movimiento de las palas apenas se produce por la fuerza de arrastre, o resistencia aerodinámica, sino por el efecto de la sustentación.

La sustentación en las palas del aerogenerador, Figura 12, se puede definir como la fuerza que ejerce el aire al desplazarse sobre las mismas cuya dirección es perpendicular a la de la velocidad del viento.

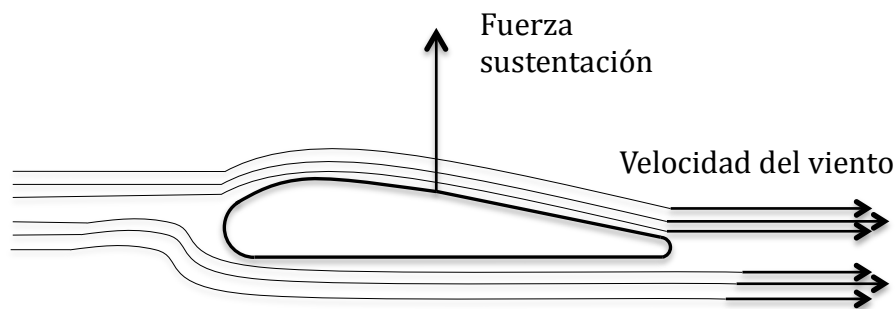


Figura 12. Circulación del viento sobre la pala del aerogenerador.

Esta fuerza de sustentación se produce en base al principio de Bernoulli que indica que en un flujo constante de un fluido, aire en el caso de los aerogeneradores, la suma de la de las energías potencial y cinética permanece constante en los diferentes puntos del sistema.

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 + p + \rho \cdot g \cdot h = \text{constante} \quad (20)$$

donde ρ es densidad del aire (kg/m^3), v velocidad del aire (m/s), p presión total del aire ($\text{kg/m} \cdot \text{s}^2$), g aceleración gravitatoria (m/s^2) y h la altura (m).

Para generar esta fuerza de sustentación se recurre a un perfil aerodinámico en donde la parte superior de las palas, respecto al sentido de giro, tienen un perfil curvado y la parte inferior un perfil plano. Debido a esto, y para cumplir el flujo constante, el aire que discurre por la parte superior al tener que recorrer mayor distancia que el de la parte inferior debe incrementar su velocidad, por lo que para cumplir el principio de Bernoulli y dado que ρ , g y h son prácticamente constantes se produce una disminución de la presión en la parte alta de la pala.

La diferencia de presión entre la parte superior, zona de baja presión, y la parte inferior, zona de alta presión, genera un empuje de la pala hacia la parte superior, creando la fuerza de sustentación anteriormente indicada en la dirección perpendicular a la dirección del viento como se puede apreciar en la Figura 12. Esta fuerza de sustentación constituye la principal causa de giro de la pala y en consecuencia del giro del rotor del aerogenerador.

Para garantizar que el efecto de sustentación se mantenga a lo largo de toda la longitud de la pala, el ángulo de la pala es mayor en su base que en la punta y con ángulos intermedios a lo largo de su longitud, formando una geometría alabeada.

Este efecto provoca también que la velocidad de giro en las puntas de las palas (m/s) sea superior que la velocidad del viento que incide en las mismas. Podemos comparar las mismas a través de un cociente de velocidades:

$$v_{punta\ pala} = \omega \cdot r = \omega \cdot \frac{D}{2}$$
$$C_v = \frac{v_{punta\ pala}}{v_{viento}} = \frac{\omega \cdot D}{2 \cdot v_{viento}} \quad (21)$$

Siendo ω velocidad angular del rotor (rad/s), D diámetro del rotor (m) y C_v coeficiente de velocidades. En los aerogeneradores actuales, este coeficiente se encuentra en valores cercanos a 10.

1.1.4.3. Curva de potencia de un aerogenerador

Los aerogeneradores están expuestos a diferentes condiciones atmosféricas y por tanto a diferentes velocidades de viento, que según lo expuesto nos marcan la potencia eléctrica que podemos generar.

Los aerogeneradores funcionan dentro de un rango de velocidades, entregando dentro de las mismas diferentes potencias eléctricas, lo que conforma la llamada curva de potencia del aerogenerador. El límite inferior de este rango es la llamada velocidad de arranque a partir de la cual el aerogenerador tiene capacidad para producir energía eléctrica, su valor varía en los diferentes modelos de aerogenerador aunque suele encontrarse entorno a los 3 m/s. Dentro de este rango tenemos la velocidad nominal por encima de la cual se produce una potencia constante llamada potencia nominal, su valor también varía en los diferentes modelos encontrándose entre los 13 y 16 m/s. El límite superior lo fija la velocidad de corte, por encima de la cual el aerogenerador se detiene para proteger el mismo contra sobrecargas por encima de diseño, esta velocidad suele ser de 25 m/s.

En la Figura 13 se muestra una curva de potencia de aerogenerador de 600 kW de potencia nominal, elaborada con los datos diez minutales de velocidad de viento y potencia eléctrica en el periodo de un mes.

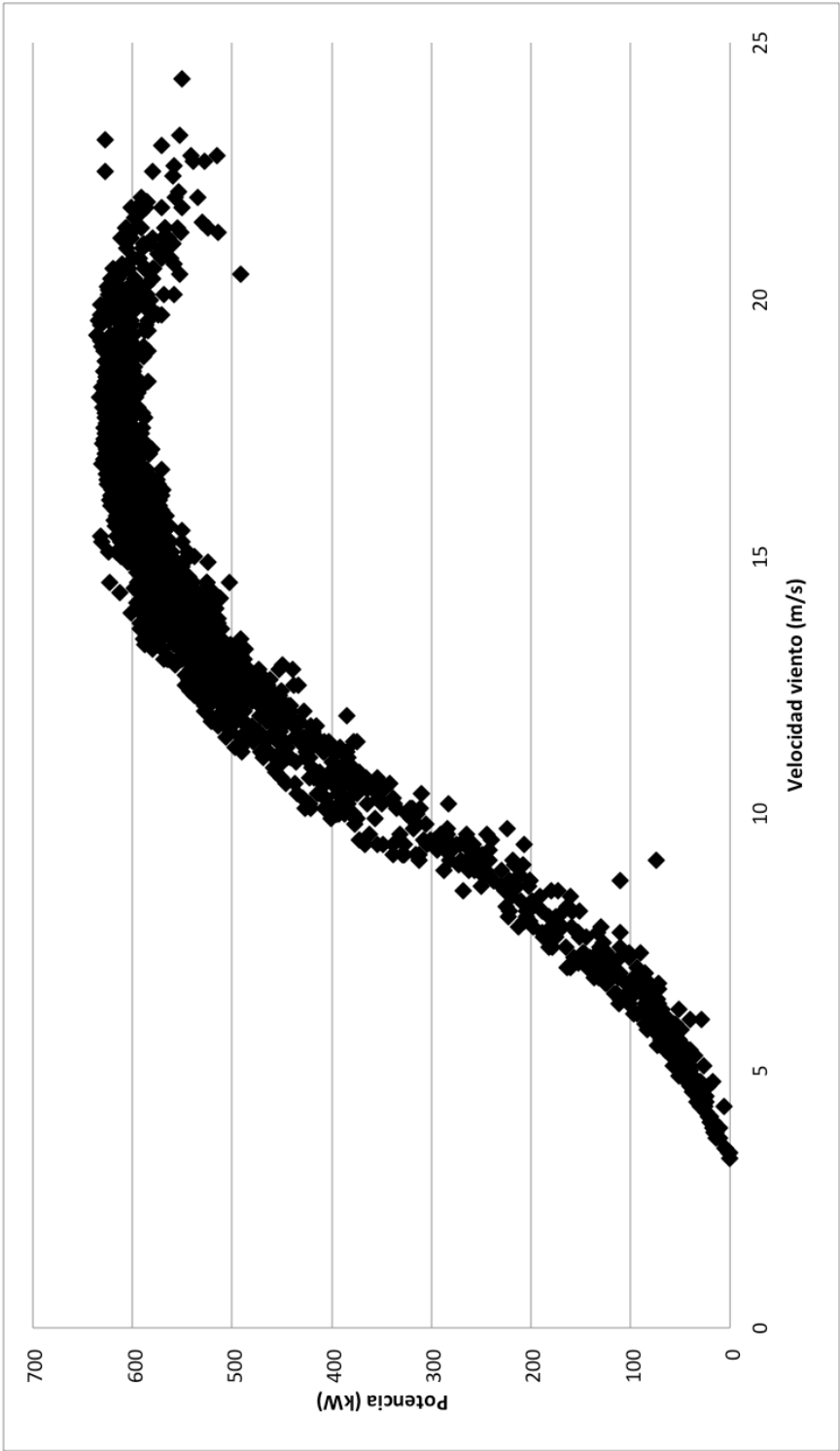


Figura 13. Curva de potencia de aerogenerador de 600 kW.

Entre el valor de la velocidad nominal y la velocidad de corte, se debe limitar la potencia generada para no exceder de la potencia nominal. Para esta labor los aerogeneradores disponen de sistemas de control que se puede realizar de forma pasiva, activa o por regulación por cambio del ángulo de paso de la pala.

La forma pasiva “passive stall” se utiliza en aerogeneradores que no disponen de palas de paso variable. Al no poder variar el paso, las palas de paso fijo son diseñadas y construidas con un perfil aerodinámico de tal forma que cuando el viento supera la velocidad fijada, se pierde el efecto de sustentación sobre la misma al formarse turbulencias en el extremo posterior de la pala. Al perderse el efecto de sustentación las palas reducen la velocidad de giro no superándose así la velocidad máxima fijada sin necesidad de ningún tipo de mecanismo. Este sistema está en desuso en la actualidad, siendo sustituido por los siguientes.

La forma activa “active stall” se utiliza en aerogeneradores que disponen de palas de paso variable pero que trabajan a velocidad de giro constante. En esta forma de control se utiliza el giro de cada una de palas para generar la pérdida del efecto de sustentación como en la forma pasiva, la generación de turbulencias se produce al modificar el ángulo de ataque con el viento de cada una de las palas y no por su diseño aerodinámico.

La regulación del cambio del ángulo de paso de la pala “pitch controlled”, se utiliza en aerogeneradores que disponen de palas de paso variable y que pueden trabajar a velocidad de giro constantes y variables. Con este sistema se gira cada una de las palas unas décimas de grado al sentido contrario de la dirección del viento lo que reduce la fuerza de sustentación manteniendo así su velocidad de giro constante con velocidades de viento más altas. En este caso no se llega a perder el efecto de sustentación ni se generan turbulencias en el extremo posterior de la pala, con lo que el aerogenerador mantiene constante la potencia generada a diferencia de los casos anteriores donde se produce una reducción de la misma de forma progresiva desde la velocidad nominal de diseño hasta la velocidad máxima de corte.

1.2. FUNDAMENTOS DEL MANTENIMIENTO

En el año 2000 se cifró en un informe de la Asociación Española del Mantenimiento (AEM, 2000) que el coste directo de las actividades de mantenimiento en España, en el que se incluyen todos los costes de los recursos necesarios para la ejecución de las mismas, fue de aproximadamente de 56.000 millones de euros lo que suponía un 9,4% del Producto Interior Bruto de ese año. Este porcentaje se ha mantenido en porcentajes similares hasta la fecha.

Si bien en los parques eólicos los costes dedicados a mantenimiento, varían en función del tipo y tecnología de los aerogeneradores, así como de las horas de funcionamiento de los mismos, se puede estimar que el coste medio anual del mantenimiento de los actuales aerogeneradores se encuentra entre el 1,5 y el 2% del coste de adquisición del aerogenerador.

Estas cifras nos muestran la importancia que supone el coste de mantenimiento tanto en la economía de un país (Crespo Márquez, Moreu de León & Sánchez Herguedas, 2004), como en los gastos de explotación de los parques eólicos. Estos altos valores son, en sí mismos, justificación suficiente para acometer las inversiones necesarias para implantar planes, técnicas y modelos de mantenimiento más eficaces y eficientes que tengan como objetivo, no sólo alcanzar la máxima fiabilidad, disponibilidad y seguridad de los equipos, sino conseguir el coste óptimo.

Es por tanto de vital importancia el conocimiento de los diferentes tipos de mantenimiento existentes, así como de las técnicas de mantenimiento predictivo que existen en la actualidad. Es esencial conocer las ventajas que aporta cada tipo de mantenimiento y en que casos es recomendable su utilización y de la misma forma que técnicas de mantenimiento predictivo aportan los mejores resultados en los equipos donde se quieran implantar.

A continuación se exponen los conceptos teóricos de mantenimiento y las diferentes técnicas de mantenimiento predictivo que se utilizan en los parques eólicos.

1.2.1. Definición de Mantenimiento

La terminología del mantenimiento se encuentra reflejada en la normativa UNE-EN 13306-2011 y en la misma se define el mantenimiento como “una combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual puede desarrollar una función requerida”.

En esta definición podemos destacar los siguientes conceptos, algunos definidos también en la misma norma (AENOR, 2011) :

- **Ciclo de vida**, serie de estados por los que pasa un elemento desde su concepción hasta su eliminación.
- **Conservar**, entendido en el sentido de prevenir fallos.
- **Restablecer**, es decir, corregir o subsanar fallos.
- **Estado**, parámetros de la máquina o sistema.
- **Función requerida**, condición necesaria para dar un servicio dado. Una de las funciones más importantes es la seguridad de funcionamiento.

1.2.2. Objetivos del Mantenimiento

La terminología del mantenimiento según AENOR (2011) nos indica que cualquier gestión de mantenimiento debe definir su estrategia de mantenimiento de acuerdo a los siguientes objetivos:

- Asegurar la disponibilidad de los elementos para la función requerida al coste mínimo.
- Considerar los requisitos de seguridad para las personas y cualquier otro requisito obligatorio asociado a los elementos.
- Considerar cualquier impacto sobre el medio ambiente.
- Mantener la durabilidad de los elementos.

1.2.3. Tipos de Mantenimiento

Existen diversas normas de mantenimiento que proponen diferentes clasificaciones del mantenimiento según su tipo, entre las que podemos destacar la norma europea y española UNE-EN 13306-2011, la francesa AFNOR X 60-010:1994 y la italiana UNI 10147/00. En la Figura 14 se realiza una clasificación tomando como referencia dichas normas.

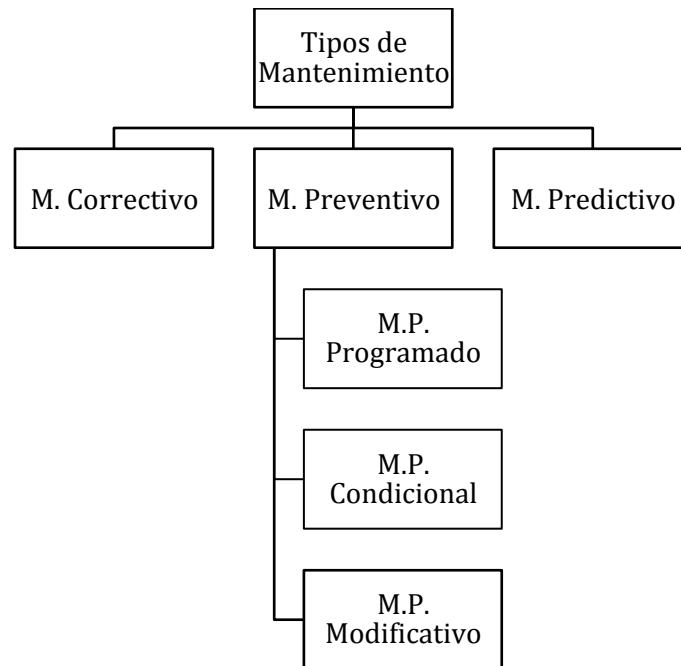


Figura 14. Tipos de mantenimiento.

En base a esta clasificación tenemos (AENOR, 2011):

- *Mantenimiento Correctivo.*

“Mantenimiento que se realiza después del reconocimiento de una avería y que está destinado a poner a un elemento en un estado en que pueda realizar una función requerida”.

- *Mantenimiento Preventivo.*

“Mantenimiento que se realiza a intervalos predeterminados o de acuerdo con criterios establecidos, y que está destinado a reducir la probabilidad de fallo o la

degradación del funcionamiento de un elemento”. Podemos distinguir dentro del preventivo tres tipos:

- *Mantenimiento Preventivo Programado*

“Mantenimiento que se realiza de acuerdo con un programa de calendario establecido o un número establecido de unidades de utilización”.

- *Mantenimiento Preventivo Condicional*

Mantenimiento que se realiza cuando se cumple un hecho determinado en base a la información recibida del elemento.

- *Mantenimiento Preventivo Modificativo*

Mantenimiento que se realiza cuando se realizan modificaciones en los equipos con el objetivo de evitar averías e incrementar su fiabilidad y disponibilidad. Para este propósito se pueden realizar modificaciones de materiales, componentes, diseño,

- *Mantenimiento Predictivo*

El mantenimiento predictivo, también conocido como mantenimiento basado en la condición (Condition Based Monitoring/Maintenance, CBM), se realiza siguiendo una predicción obtenida del análisis repetido o de características conocidas y de la evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento. Este mantenimiento incluye la monitorización de la condición de forma continua o discontinua.

Este tipo de mantenimiento es una metodología de trabajo que basa sus actuaciones en la evolución de una o varias variables que sean representativas del funcionamiento de los equipos sobre los que se les aplica este mantenimiento.

En este mantenimiento se deben utilizar técnicas estadísticas para el tratamiento de los valores de las variables medidas, para obtener tendencias de evolución, curvas de regresión de fallos y predicciones de las condiciones futuras de los equipos (González Fernández, 2005).

1.2.4. Mantenimiento basado en la condición (CBM) en aerogeneradores

En el año 2007 empiezan a surgir los primeros estudios encaminados a la búsqueda de estrategias de mantenimiento más eficientes en los parques eólicos, a la vez que se empiezan a desarrollar los sistemas de monitorización. En este sentido se realiza un estudio (Nilsson & Bertling, 2007a), donde se asegura que la planificación de mantenimiento podría ser mucho más eficiente con el uso de los sistemas de monitorización de condición (CMS), lo que mejoraría la gestión del mantenimiento, especialmente en parques eólicos marinos. Estos sistemas serían capaces de supervisar continuamente las diferentes partes del aerogenerador, permitiendo determinar el momento óptimo para realizar las tareas de mantenimiento y la inversión económica realizada en los mismos sería claramente amortizada con los beneficios que genera.

El paso del tiempo y el desarrollo de los sistemas de monitorización han demostrado que la conclusión del anterior estudio era totalmente acertada. Este tipo de mantenimiento, sin duda, es el que mejor resultados aporta en los parques eólicos, gracias al cual se alcanzan los más altos valores de fiabilidad y disponibilidad (Alsyouf & Ei-Thalji, 2008; García Márquez et al., 2012; May et al. 2015).

La fiabilidad de los aerogeneradores de un parque eólico es fundamental para obtener la máxima energía disponible del viento, lo que conlleva una mayor producción de los parques, y reducciones de costes y paradas por averías con respecto a otros tipos mantenimiento (Amayri et al., 2011; Barberá et al., 2013; Costa et al., 2012; Puglia et al., 2014; May et al., 2015), mejorando los beneficios obtenidos por kilovatio producido, además incrementa la seguridad de los aerogeneradores. Por estos motivos se ha extendido su aplicación en los actuales parques eólicos.

Para realizar la implantación de un mantenimiento basado en la condición se debe disponer de sistemas de monitorización de condición (CMS) que aporten la información necesaria del estado de los aerogeneradores, que será posteriormente tratada para definir los posibles riesgos de avería en los mismos y fijar el calendario óptimo de tareas de mantenimiento a realizar en los aerogeneradores.

En la Tabla 1 se muestran las técnicas de monitorización existentes y que se aplican a los diferentes componentes de los aerogeneradores (Yang, Tavner, Crabtree, Feng & Qiu, 2014).

<i>Número</i>	<i>Técnica Monitorización</i>	<i>Componentes de aplicación</i>
1	Medición de temperatura	Rodamiento principal, rodamientos de multiplicadora y generador, circuito de lubricación multiplicadora, convertidor, transformador y góndola.
2	Análisis Termográfico	Eje principal y rodamiento principal, rodamientos de multiplicadora y generador, convertidor, transformador, cuadros eléctricos, palas y góndola.
3	Análisis de aceite	Multiplicadora.
4	Análisis de vibraciones	Eje principal y rodamiento principal, rodamientos de generador, rodamientos y engranajes de la multiplicadora, palas, torre, elementos estructurales y cimentación.
5	Ultrasonidos	Elementos estructurales, torre y palas.
6	Acústica	Rodamiento principal, multiplicadora, generador, palas y torre.
7	Fibra óptica	Palas.
8	Medición de par	Palas, eje principal y rodamiento principal.
9	Vibración torsional	Eje principal y multiplicadora.
10	Impulsos de choque	Rodamientos multiplicadora.
11	Análisis eléctricos	Componentes eléctricos y aparellaje.

Tabla 1. Técnicas de monitorización aplicados en parques eólicos.

A continuación se explican cada de las técnicas indicadas:

1. Medición de temperatura

La monitorización de la temperatura de componentes en funcionamiento es un método habitual para la detección de averías (Hellier, 2003). El principio de funcionamiento de este método es sencillo, se realiza una medición en continuo de la temperatura del componente que se quiera monitorizar y se realiza un seguimiento de la evolución de la misma.

Para la detección de averías se fija un rango de temperaturas esperadas del componente dentro de sus diferentes rangos operativos y condiciones externas, fuera de este rango se fijan niveles de alarma. Los primeros niveles de alarma generan alertas cuando se alcanzan temperaturas por encima del rango fijado pero dentro de lo admisible, dichas alertas son advertencias de la detección de una anomalía en el componente monitorizado. Como último nivel de alarma se fija la temperatura máxima admisible por encima de la cual se pueden producir daños severos en el componente, una vez sobrepasada se genera la orden de detención del componente para intentar evitar que se produzcan dichos daños.

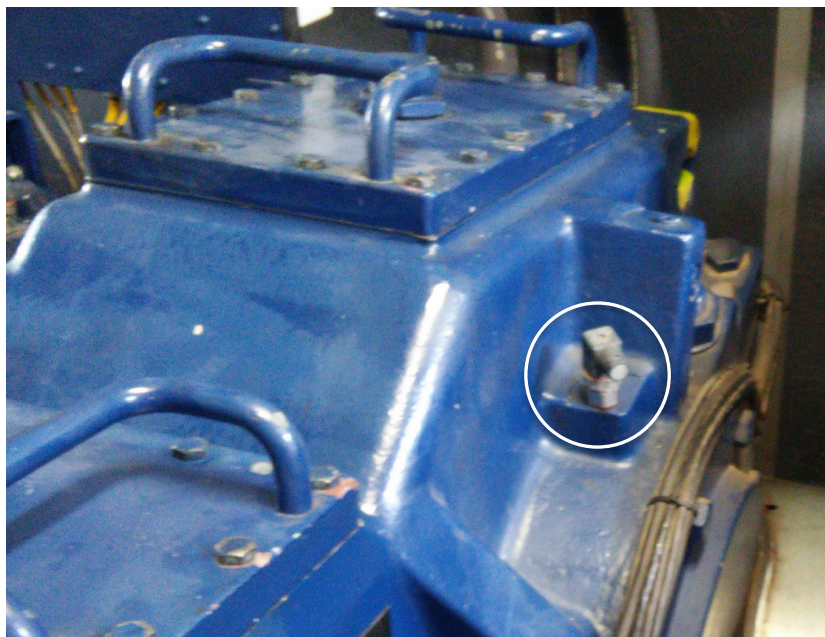


Figura 15. Termopar en rodamiento eje entrada multiplicadora.

La averías que pueden ser detectadas con esta técnica son fricciones excesivas en engranajes y rodamientos, lubricación incorrecta de los componentes, sobrecargas de componentes eléctricos y conexiones eléctricas deficientes o en mal estado (Saeed, 2008).

Aunque este método presenta como ventajas su gran fiabilidad y bajo coste, la evolución de la temperatura de por sí no es suficiente para la detección temprana y precisa de fallos en los componentes (Gong, 2012). Por dicho motivo esta técnica no suele utilizarse como método único sino en combinación con otras técnicas de monitorización (Tchakoua et al., 2014).

Tal y como se muestra en la Tabla 1, los componentes de los aerogeneradores a los que se les aplica esta técnica son el rodamiento principal, rodamientos y aceite de lubricación de multiplicadora, rodamientos y bobinado generador, convertidor, transformador y góndola. Se suelen utilizar termopares para la medición de temperaturas en los aerogeneradores, como el mostrado en la Figura 15.

2. Análisis Termográfico

La termografía infrarroja es un método de ensayo no destructivo que permite, a través de la captación de los rayos infrarrojos emitidos por cada punto de la superficie captada, medir a distancia y sin contacto la temperatura de cada uno de los puntos.

La captación se realiza a través de detectores de infrarrojos, generalmente termistores, fotoconductivos o fotovoltaicos, y a través de la ley de Stefan-Boltzmann, ecuación 22, se convierten las mediciones de radiaciones infrarrojas de cada punto de la superficie en mediciones de temperatura.

$$\text{Ley de Stefan-Boltzmann} \quad E = \varepsilon \cdot \sigma \cdot T^4 \quad (22)$$

Donde E representa la potencia emisiva (W/m^2), ε la emisividad, σ la constante de Stefan-Boltzmann con un valor de $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ y T la temperatura del punto medido (K).

El análisis termográfico no consiste en una simple medición de las temperaturas de los componentes, sino en la búsqueda de puntos que presenten temperaturas anormalmente elevadas, los llamados “puntos calientes”. La aparición de puntos que presentan temperaturas superiores a otros puntos de idéntica funcionalidad o al rango de temperaturas esperadas nos indica la existencia de una anomalía que puede derivar en una avería del componente.

Con la utilización de esta técnica se pueden diagnosticar fisuras en las palas de los aerogeneradores desde su fase inicial (Beattie & Rumsey, 1999), causadas por la fatiga de los materiales de las mismas, ráfagas de viento y absorción de humedad. La rotura de una pala puede provocar la destrucción del aerogenerador y un riesgo potencial para las personas y el entorno de las inmediaciones del aerogenerador, por tanto, es una técnica de monitorización clave ya que se puede realizar a distancia, salvando la dificultad del complicado acceso a las palas del aerogenerador.

El análisis termográfico es de habitual aplicación para la supervisión e identificación de fallos en componentes eléctricos y electrónicos (Wenyi, Baoping & Yonghua, 2010).

Si bien los elementos indicados son en los que el análisis termográfico presenta los mejores resultados, como se indica en la Tabla 1 se puede aplicar a otros elementos del aerogenerador como a ejes, rodamientos, torre, elementos estructurales y cimentación.

3. Análisis de aceite

La multiplicadora es uno de los elementos clave de los aerogeneradores, y su sistema de lubricación vital para su buen funcionamiento. Para que este sistema funcione dentro de las exigencias a las que se le somete, es preciso que el estado de las propiedades del aceite lubricante empleado se mantengan dentro de los valores fijados.

Uno de los elementos importantes en el diseño de multiplicadoras es la elección del aceite lubricante de la misma, ya que debe ser capaz de acometer su función lubricante ante cualquier escenario de funcionamiento del aerogenerador, siendo éste muy exigente debido a que presenta regímenes de funcionamiento muy cambiantes y con paradas bruscas.

Como referencia, las propiedades de los aceites lubricantes para multiplicadoras de aerogeneradores deben cumplir con la normativa DIN 51517 parte 3 y con los siguientes requerimientos (Terradillos & Ciria, 2014):

<i>Propiedad</i>	<i>Norma</i>	<i>Valor a cumplir</i>
Viscosidad	ISO 2909	≥ 90
Estabilidad oxidación	ASTM-D2893-Modificada	Aumento de la viscosidad a 121 °C < 6 %
Corrosión al acero	ISO 7120	Negativo
Corrosión al cobre	ISO 2160	< 1B
FZG Scuffing	ISO 14635-1	≥ 12
Micropitting	FVA nº 54	≥ 10
Filtrabilidad	AFNOR NF E48690 5 micras	Pasa
Limpieza	ISO 4406/99	16/14/11
Aire retenido a 90 °C	ASTM-D 3427	< 15 minutos
Carga de soldadura	ASTM-D- 2783	> 250 kilogramos
Desemulsinabilidad 82 °C	ASTM-D1401	< 15 minutos

Tabla 2. Requerimientos para aceites de multiplicadoras.

Los análisis de aceite tienen tres objetivos (Tchakoua et al., 2014; Barrett & Stover, 2013):

- Analizar las propiedades del lubricante para conocer su estado y determinar su cambio cuando presenta muestras de degradación.
- Detectar la existencia de posibles contaminantes del lubricante con el fin de determinar su origen.
- Incrementar la vida útil y disponibilidad de los equipos lubricados, detectando averías en su fase inicial pudiéndose evitar daños graves en los mismos.

Para cumplir dichos objetivos se estudia la evolución de los siguientes parámetros, entre otros, de los aceites lubricantes para multiplicadoras (Terradillos, Bilbao, Ciria & Málaga, 2014):

- Viscosidad a 40 °C y 100 °C.

Cuando se presentan desviaciones superiores al 10% sobre el valor del aceite nuevo, pueden ser indicativas de posibles contaminaciones por agua o contaminantes o degradación del aceite. Cuando la desviación supera el 15% entra en zona de peligro.

- Índice de viscosidad.

Parámetro complementario del anterior y que nos aporta la misma información. Sus valores de alarma y peligro son también al superar las desviaciones del 10% y 15% respectivamente.

- Índice de acidez/basicidad (TAN – TBN).

Parámetro que permite determinar el grado de deterioro del aceite y su conveniencia de cambio, también puede estar relacionado con presencia de contaminantes en el aceite. Sus valores condenatorios en el TAN son un incremento del 0,2 respecto al aceite nuevo para que sea necesario vigilar su evolución y un incremento de un punto para valor de peligro y necesidad de cambio.

- Contenido en agua.

La presencia de agua en el aceite nos indica una deficiencia en la estanqueidad de la multiplicadora que permite la entrada de la humedad del aire o un mal funcionamiento del aireador que no retiene dicha humedad. La presencia del agua en el aceite es totalmente indeseable ya que no sólo reduce la eficacia del aceite lubricante sino que favorece la oxidación de los elementos lubricados.

En aceites lubricantes nuevos para multiplicadoras el contenido en agua se encuentra por debajo de 50 ppm. En los análisis de aceite que se realizan a lo largo de las horas de funcionamiento, cuando se superan las 200 ppm alerta de la existencia de deficiencias y se entra en valores de peligro donde se pueden ocasionar daños en los elementos por encima de las 400 ppm.

- Contaje de partículas (ISO 4406).

La norma ISO 4406, establece un código mediante el cuál podemos expresar el número de partículas sólidas contenidas en una muestra de fluido hidráulico de lubricación. Este contenido se expresa mediante 3 números de la siguiente forma:

$$X / Y / Z$$

X- Partículas sólidas por 100 mililitros de fluido, mayores de 2 micras.

Y- Partículas sólidas por 100 mililitros, mayores de 5 micras.

X- Partículas sólidas por 100 mililitros, mayores de 15 micras.

Para aceites lubricantes de aerogeneradores se recomiendan valores de 17/15/12, que serían hasta 130.000 partículas mayores de 2 micras, hasta 32.000 partículas mayores de 5 micras y hasta 4.000 partículas mayores de 15 micras por 100 mililitros de aceite lubricante.

Si en el análisis de aceite nos dan valores de 19/17/14 nos indica de un posible proceso de desgaste entre los elementos lubricados o entrada de contaminantes por deficiente estanqueidad de la multiplicadora. Con valores de 20/18/15 el aceite presenta elevada contaminación haciéndose obligada la microfiltración del mismo.

- Metales de desgaste.

El conteo de partículas nos ayuda a identificar la existencia de un proceso de desgaste anormal, pero no nos ayuda a identificar en que elementos se está produciendo ese desgaste. Para ello a través de análisis espectrográficos del aceite podemos identificar la composición de las partículas sólidas que están en suspensión en el aceite.

Los habituales elementos de desgaste son el silicio, cromo, cobre, plomo, estaño, aluminio, níquel y hierro. El contenido de los mismos en los aceites nuevos de multiplicadoras, en base al ensayo según norma ASTM D5185, está por debajo 10 ppm de cada uno de ellos, excepto el hierro que está por debajo de 40 ppm. En cuanto se superan estas cifras se debe realizar seguimiento y analizar que componentes contienen dichos elementos en sus aleaciones para identificar en que parte de la multiplicadora se está produciendo el desgaste. Con valores de hierro por encima de 60 ppm y 20 ppm para el resto se entra en valores de peligro de daños graves en la multiplicadora.

Como se puede apreciar, la información que aportan los análisis de aceite los convierten en una técnica de mantenimiento a condición de las multiplicadoras de aerogeneradores de gran valor, sin embargo presenta la desventaja de que se suelen realizar de forma discontinua y fuera de línea, enviando muestras de aceite a analizar a laboratorios externos lo que reduce su eficacia al incrementarse el tiempo de detección y no realizándose de forma lineal. El disponer de sistemas on-line que monitoricen de forma continua el estado del aceite solventaría esta desventaja, para ello se requieren sensores más avanzados, con costes más asequibles y con el desarrollo de nuevos modelos predictivos (Hamilton & Quail, 2011; Zhu et al., 2015).

4. *Análisis de vibraciones*

El análisis de vibraciones es la técnica de monitorización más eficiente para el diagnóstico de fallos en su fase inicial en equipos rotativos (Tchakoua et al., 2014).

Los fundamentos de esta técnica se basan en que todas las máquinas rotativas vibran y que la aparición de ciertos fallos provocan un aumento del nivel de vibraciones, además cada tipo de fallo origina una forma de vibración característica.

La medición de vibraciones se realiza, normalmente, con acelerómetros con los que se obtienen valores de aceleración, velocidad y desplazamiento de las superficies medidas, y de esta forma se conoce la magnitud de la vibración medida. Los valores de desplazamiento son los más adecuados para vibraciones de bajas frecuencias, los de velocidad son los que tienen un mayor rango de aplicaciones ya que son proporcionales al esfuerzo y el desgaste mecánico, y los de aceleración se usan para vibraciones de altas frecuencias, donde hay grandes variaciones de velocidad.

Los análisis de vibraciones adquieren su mayor eficiencia cuando las señales medidas se procesan mediante la transformada rápida de Fourier, generando un espectro amplitud-frecuencia (Khan, Iqbal & Khan, 2005). Lo que se realiza es separar las frecuencias individuales de cada una señales captadas, la amplitud de cada una de ellas y a través de la raíz de promedio de los cuadrados de los diferentes valores que tiene cada señal, conocido como Root Mean Square (RMS), la energía vibratoria de la señal captada.

Los valores condenatorios de vibración para las máquinas rotativas en cuanto al valor RMS, en el campo de las velocidades, viene fijado por la norma ISO 10816. En dicha norma se categorizan las máquinas en cuatro grupos:

- **Grupo I.** Grandes máquinas con potencia superior a 300 kW y las máquinas eléctricas con altura de eje mayor a 315 mm. En las que se encontrarían los motores y multiplicadoras de los aerogeneradores.
- **Grupo II.** Máquinas de media potencia con potencia entre 15 kW a 300 kW y las máquinas eléctricas con altura de eje entre los 160 mm y los 315 mm.
- **Grupo III.** Bombas con impulsores multipaletas, separadas de los motores eléctricos mediante acoples, con potencias superiores a 15 kW.

- **Grupo IV.** Bombas multipaletas y acopladas directamente a los motores, con potencias superiores a 15 kW y las máquinas eléctricas.

Dentro de cada uno de los grupos se diferencian en dos tipos, en base a la soportación si es rígida o flexible, teniendo en cuenta que se considera rígida cuando la frecuencia natural del conjunto máquina y soporte es al menos un 25% superior a la frecuencia de excitación de la máquina.

A cada grupo se le asignan cuatro zonas, que fijan cada uno de los posibles escenarios donde se puede encontrar la máquina medida:

- **Zona A.** La máquina es nueva o se ha reparado recientemente.
- **Zona B.** La máquina puede seguir funcionando durante un largo período de tiempo sin necesidad de que sea intervenida.
- **Zona C.** Se debe detener la máquina en el corto plazo para ser intervenida, por lo que está en situación de alerta.
- **Zona D.** Se están produciendo daños en la máquina medida, por lo que la situación es grave y requiere parada inmediata de la máquina.

Con esto y el valor RMS de velocidad de vibración que se produce, se elabora la siguiente tabla :

IV		III		II		I		Grupo	
Rígida	Flexible	Rígida	Flexible	Rígida	Flexible	Rígida	Flexible	Soportación	
D								11	RMS <i>v</i> mm/s
D			C	D			C	7,1	
D	C		B	D	C		B	4,5	
C	B			C	B			A	
B			A	A			2,8		
			A	B			A	2,3	
				A			A	1,4	
A			A				0,71		

Tabla 3. Límites de vibración según norma ISO 10816-3.

La Tabla 3 muestra en función del tipo de máquina y de su soportación los valores RMS de velocidad, a partir de los cuales se debe de poner una alerta en los equipos por la presencia de un fallo. Sin embargo, si bien ayuda a la detección de un fallo, ésta no se realiza cuando el fallo está en fase incipiente, y además no aporta información del mismo ni de su origen. Para ello es necesario la utilización del espectro de amplitud-frecuencia que se obtiene con la transformada rápida de Fourier o mediante otros métodos.

Existen numerosas publicaciones en el campo de la búsqueda de métodos y algoritmos que obtengan mejores espectros que hagan de el análisis de vibraciones una herramienta más eficaz para la detección precoz y diagnóstico de fallos en los aerogeneradores (Hussain & Gabbar, 2013; Yang, Little & Court, 2014; Tang et al., 2014; Bangalore & Tjernberg, 2015).

En los aerogeneradores, este tipo de técnica de monitorización es aplicable a los engranajes y cojinetes de la multiplicadora, los cojinetes del generador y el cojinete principal (Wenyi, Baoping & Yonghua, 2010). De la misma forma también es aplicable a palas, torre, elementos estructurales y cimentación (Tchakoua et al., 2014).

5. Test de ultrasonidos

Las técnicas de monitorización por ultrasonidos se emplean para la detección de deficiencias estructurales de torres y palas de los aerogeneradores (Hyers, McGowan, Sullivan, Manwell & Syrett, 2006; García Márquez et al., 2012). Esta técnica se basa en la propagación y retorno de ondas de ultrasonidos en los materiales inspeccionados, en caso de existir defectos subsuperficiales estos generan alteraciones de las citadas ondas realizándose de esta forma la detección de fisuras, pérdida de espesor u otros tipos de defectos.

6. *Emisiones acústicas*

La técnica de monitorización mediante emisiones acústicas son similares a los análisis de vibraciones, se basan en la emisión y recepción de ondas acústicas a través de los materiales, principalmente en el campo de las altas frecuencias en el rango desde los 50 kHz hasta 1 MHz.

Esta técnica presenta una serie de desventajas, en el aspecto económico, el elevado coste de implantación y en el aspecto técnico la atenuación de la señal acústica durante la propagación por el elemento monitorizado, lo que obliga a ubicar los sensores muy próximos a donde se quiere captar (Tan, Irving & Mba, 2007), suponiendo por tanto una limitación en los aerogeneradores.

Esta técnica se aplica a los rodamientos, engranajes de la multiplicadora y generador, así como en palas y torre.

7. *Fibra óptica*

La técnica de monitorización mediante el uso de fibra óptica está poco extendida debido a su alto costo. Es probable que su implantación se vaya incrementando a medida que se reduzca su coste.

Su uso principal en los aerogeneradores es en las palas, permitiendo detectar fisuras, vibraciones y carga excesiva (Rademakers et al., 2004).

8. *Medición de par*

La técnica de monitorización mediante la medición de par a través de transductores de par está poco extendida por su elevado coste, ya que con las potencias generadas por los aerogeneradores actuales son necesarios equipos de medición de meganewtons. Estos equipos presentan además la desventaja de ser equipos de peso y volumen considerables.

Se utilizan principalmente en las palas y en el eje principal, analizando la relación velocidad-par, lo que sirve para detectar posibles anomalías.

9. *Vibraciones torsionales*

Esta técnica de monitorización mide el ángulo de torsión y la vibración angular, lo que muestra es el comportamiento dinámico del elemento medido, pudiéndose detectar de esta forma posibles defectos. Está muy poco extendido su uso en aerogeneradores.

10. Método de impulsos de choque

Esta técnica de monitorización sirve para conocer el estado de los rodamientos, los actuales equipos de análisis de vibraciones suelen realizar las dos funciones, analizador de vibraciones y realizar el método de impulsos de choque. La diferencia entre los transductores de vibración y los de impulsos de choque es que estos responden a su frecuencia de resonancia de 32 kHz.

Esta técnica puede ser complementaria al análisis de vibraciones.

11. Análisis parámetros eléctricos

Esta técnica de monitorización consiste en la medición de parámetros eléctricos de los aerogeneradores como voltaje, intensidad y potencia, su implantación es sencilla y poco costosa.

En esta técnica se analizan los valores eléctricos medidos y se comparan frente a los esperados, con esto y la ayuda de algoritmos que han surgido en diferentes investigaciones se pueden predecir con cierta antelación averías en componentes eléctricos y en su aparellaje.

1.2.5. Índices de mantenimiento

Como se ha indicado en el apartado 1.2.2 uno de los objetivos del mantenimiento es asegurar la disponibilidad de los elementos, siendo por tanto la disponibilidad el indicador técnico de mantenimiento más importante.

En la normativa UNE-EN 13306-2011, que aborda la terminología del mantenimiento, define la disponibilidad como “la aptitud de un elemento para encontrarse en un estado en que pueda realizar su función, cuándo y cómo se requiera, bajo condiciones dadas, asumiendo que se dispone de los recursos externos necesarios” (AENOR, 2011).

Esta aptitud depende de la combinación de aspectos de fiabilidad, mantenibilidad y recuperabilidad de un elemento y de la capacidad logística del mantenimiento, que pasamos a continuación a definir.

1.2.5.1. Fiabilidad

La misma norma UNE-EN 13306-2011, define la fiabilidad como “la aptitud de un elemento de realizar una función requerida bajo unas condiciones determinadas durante un intervalo de tiempo dado”.

Mediante el concepto de fiabilidad y el uso de la teoría de la probabilidad podemos predecir la posibilidad de fallo. Para ello se utilizan las siguientes funciones relativas a la fiabilidad (Boucly, 1999):

- *Función de fiabilidad $R(t)$*

La función de fiabilidad $R(t)$ representa la probabilidad de supervivencia (estado de no fallo) de un elemento a lo largo del tiempo t (s).

- *Densidad de probabilidad de fallos $f(t)$*

La densidad de probabilidad de fallos $f(t)$ es la probabilidad de fallos por unidad de tiempo en el período t , definiéndose su relación con la fiabilidad mediante la ecuación 23 (Crespo Márquez et al., 2004):

$$\int_0^t f(t)dt = 1 - R(t) \quad (23)$$

- *Tasa de fallos $\lambda(t)$*

La tasa de fallos la podemos definir como la probabilidad de fallo de los elementos que permanecen en un estado de no fallo durante un tiempo t . Por lo que se representa mediante la ecuación 24:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (24)$$

Además con las ecuaciones 23 y 24 se obtiene la relación directa entre la tasa de fallos y la fiabilidad mediante la ecuación 25:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt} \quad (25)$$

Se define además el valor medio de los tiempos entre fallos como Mean Time Between Failure (MTBF), siendo la inversa de la tasa de fallos, como se muestra en la ecuación 26.

$$MTBF = \frac{1}{\lambda(t)} \quad (26)$$

La evolución de la tasa de fallos con el tiempo nos aporta una información muy valiosa sobre los fallos de los elementos y que debemos tener en cuenta:

- Cuando los elementos presentan elevadas tasas de fallo en su puesta en marcha nos indica la posibilidad de problemas relacionados con fabricaciones deficientes, defectos superficiales, defectos en la materia prima o errores relacionados con ajustes y montajes no correctos. Todos los problemas mencionados, excepto ajustes y montaje incorrectos, están relacionados con la calidad de los elementos y pueden ser reducidos con una política de calidad efectiva.
- Una vez sobrepasada la fase de puesta en marcha la tasa de fallos de los elementos suele mantenerse constante, o prácticamente constante, principalmente en componentes electrónicos, durante un largo periodo de tiempo. Los elementos que están expuestos a desgaste, piezas electromecánicas, presentan una tasa de fallo moderadamente creciente a la largo de su vida útil.
- En la última etapa de la vida útil de los elementos la tasa de fallo tiene un crecimiento exponencial, lo que nos indica un avanzado deterioro del elemento a estudio y la necesidad de acometer acciones de mantenimiento sobre el mismo para revertir esta situación.

Por tanto, es necesario conocer la evolución de la tasa de fallo en el tiempo para determinar en cada momento la estrategia de mantenimiento más conveniente para reducir la probabilidad de fallo.

Por otro lado, mediante la utilización de modelos matemáticos de distribución de probabilidad de fallos disponemos de diferentes técnicas para la cuantificación del valor de fiabilidad, siendo las más utilizadas la exponencial, la de Weibull y la lognormal.

En la función de distribución exponencial, se presenta una tasa de fallos constante por lo que se tiene la ecuación 27.

$$\lambda(t) = \lambda$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (27)$$

En la función de distribución de Weibull, se presenta una tasa de fallos que puede ser creciente o decreciente, siendo el modelo de la distribución reducida de Weibull de la forma mostrada por Boucly (1999) en la ecuación 28.

$$x = \frac{t - \gamma}{\alpha}$$

$$R(t) = e^{-x^\beta} \quad (28)$$

siendo:

- α : parámetro de jerarquía.
- γ : parámetro de corrección del origen del tiempo.
- β : parámetro de forma:
 - $\beta = 1$, $\lambda(t)$ permanece constante.
 - $\beta < 1$, $\lambda(t)$ decrece con el tiempo.
 - $\beta > 1$, $\lambda(t)$ aumenta con el tiempo.
- t : tiempo de utilización.

En la función de distribución lognormal, se presenta una tasa de fallos creciente y su campo de utilización suele ser el análisis de fiabilidad de componentes estructurales y electrónicos, su tratamiento algebraico resulta complejo lo que representa una desventaja.

1.2.5.2. Mantenibilidad

En la norma UNE-EN 13306-2011, se define la mantenibilidad como “la capacidad de un elemento bajo condiciones de utilización dadas, de ser preservado, o de ser devuelto a un estado en el que pueda realizar una función requerida”.

El indicador principal de la mantenibilidad de cualquier equipo es el valor que representa la media de tiempo de las tareas de reparación (Mean Time To Repair, MTTR) (Boucly, 1999). Las tareas o fases que forman parte de un proceso de reparación son:

- Detección de la avería.
- Diagnóstico de la avería.
- Desmontaje y montaje.
- Reparación de la avería.
- Comprobaciones y puesta en marcha.

Por ello, tenemos factores de diseño como facilidad de desmontaje y montaje de los elementos e intercambiabilidad de los elementos; y factores humanos como la experiencia y formación del personal de mantenimiento y grado de supervisión del mismo. Estos factores van a tener un impacto directo sobre el MTTR y por tanto sobre la disponibilidad de estos elementos, es por ello que se deben aplicar acciones sobre estos factores con el fin de reducir el MTTR, y por tanto incrementar la disponibilidad de los elementos.

1.2.5.3. Logística de mantenimiento

La logística de mantenimiento está relacionada con la gestión y adquisición de todos los recursos necesarios para ejecutar las tareas de mantenimiento, siendo por tanto imprescindible que esta logística provea a los departamentos de mantenimiento los recursos necesarios para evitar pérdidas de tiempo motivadas por falta de los mismos que van a provocar una pérdida de disponibilidad de los equipos.

1.2.5.4. Disponibilidad

La disponibilidad se puede cuantificar utilizando medidas o indicadores adecuados, para ello vamos a utilizar los términos ya definidos en los anteriores subapartados:

- MTBF (Mean Time Between Failure): Valor medio del tiempo entre fallos.
- MTTR (Mean Time To Repair): Valor medio de los tiempos de reparación.

y además definir los siguientes términos:

- MUT (Mean Up Time): Valor medio de los tiempos de funcionamiento.
- MDT (Mean Down Time): Valor medio de los tiempos de parada. En este valor se incluye todo el tiempo de parada de un elemento, que abarca el tiempo de poner a disposición en modo seguro el elemento para su reparación, el tiempo de reparación propiamente dicho (MTTR), todo tipo de retrasos por causa de una deficiente logística de mantenimiento o por causas administrativas y el tiempo necesario para realizar las acciones operativas en el sistema para que el elemento vuelva a estar operativo.

A modo de resumen y suponiendo que los valores medios de los términos anteriores son constantes, tenemos que un elemento inicia su funcionamiento y mantiene su estado operativo durante el tiempo medio de funcionamiento hasta que se produce la avería. En este momento se inicia un período de indisponibilidad del elemento y, durante el mismo, se acometerá su reparación. Por último, una vez transcurrido este período de indisponibilidad, el elemento vuelve a recuperar su estado de disponibilidad quedando de nuevo operativo e iniciándose de nuevo el ciclo y así sucesivamente. Con el paso del tiempo, los valores medios pueden ir variando, siendo lo habitual que se reduzca el valor medio del tiempo de buen funcionamiento. A continuación se muestra en la Figura 16 los ciclos descritos.

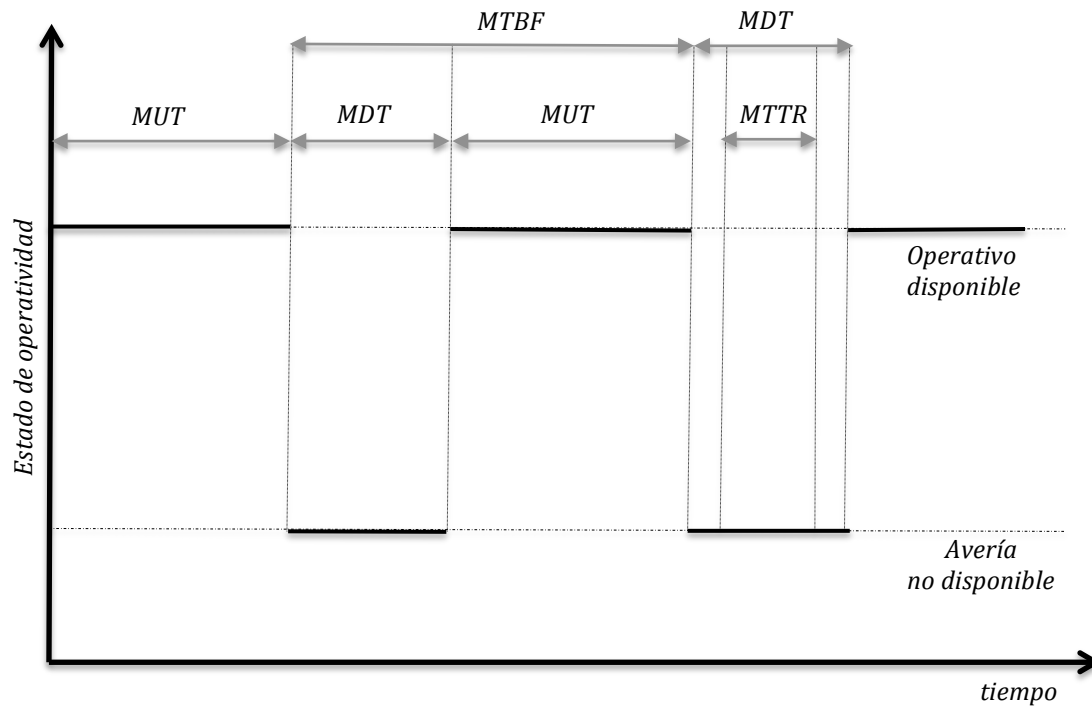


Figura 16. Ciclo funcionamiento de un elemento

Suponiendo, como se ha indicado, que los valores medios son constantes, se puede cuantificar la disponibilidad operacional a través de la ecuación 29.

$$Disponibilidad_{operacional} = \frac{MUT}{MTBF} = \frac{MUT}{MUT + MDT} \quad (29)$$

De la misma forma se puede cuantificar la disponibilidad con respecto al mantenimiento con la ecuación 30.

$$Disponibilidad_{mantenimiento} = \frac{MUT}{MUT + MTTR} \quad (30)$$

1.2.5.5. Cálculo disponibilidad en aerogeneradores

La disponibilidad representa para los propietarios de parques eólicos un indicador clave, no sólo por su importancia como indicador técnico que nos aporta una información muy valiosa del estado de los aerogeneradores, sino como indicador económico, ya que los aerogeneradores requieren disponer de altas disponibilidades para alcanzar una rentabilidad económica que asegure la supervivencia de la empresa. Hay que tener en cuenta que las averías en los aerogeneradores suceden en su mayor parte cuando están en producción o cuando se dan las condiciones para producir (vientos adecuados) por lo que conseguir disponibilidades altas representa un hándicap para los mantenedores.

Cuando los propietarios de los parques eólicos subcontratan a una empresa externa el mantenimiento del parque eólico, es habitual en el sector que en la relación contractual se fije la disponibilidad como hito de pago, buscando de esta forma que la disponibilidad será un objetivo compartido de propietarios y empresas mantenedoras.

Por este motivo el cálculo de la disponibilidad en los aerogeneradores tiene una gran importancia, no solo como indicador de mantenimiento sino como objetivo perseguido y valor de pago. La fórmula de cálculo es fijada, por tanto, en la relación contractual quedando determinadas las tareas, acciones y paradas que disminuyen la disponibilidad, y por tanto siendo un objetivo reducir el tiempo de las mismas para incrementar la disponibilidad.

A continuación, se muestra en la Tabla 4 una codificación de los diferentes estados, tareas y paradas que pueden darse en los parques eólicos y que son utilizados por los propietarios de los parques eólicos para el cálculo de la disponibilidad. Como unidad de medida se utiliza el tiempo en el que se encuentra en cada estado, acción o tarea cada aerogenerador, aunque el valor se presenta en formato de horas y minutos, en el cálculo de disponibilidad se realiza en base a los minutos que permanece en cada uno de ellos.

Código	Texto	Descripción
B	Producc.	Producción (hhh:mm)
C	Mt. Corr.	Mantenimiento Correctivo (hhh:mm)
D	Mt. Prev.	Mantenimiento Preventivo (hhh:mm)
E	Ref/Mod.	Reformas o Modificaciones (hhh:mm)
F	Error.	En Error (hhh:mm)
G	V. Altos.	Vientos Altos (hhh:mm)
H	PxRgPt.	Parada por Regulación de Potencia (hhh:mm)
I	PxOMn.	Parada por Orden Manual (hhh:mm)
J	PxAEExt.	Parada por Avería Equipo Exterior (hhh:mm)
K	PxCEExt.	Parada por Causa Externa (hhh:mm)
L	Calma	En Calma (hhh:mm)
M	SCom.	Sin Comunicación (hhh:mm)
N	PxARear.	Parada por Alarma de Rearme (hhh:mm)

Tabla 4. Codificación de estados, tareas y acciones en los aerogeneradores.

Utilizando dicha codificación definimos los siguientes valores de disponibilidad utilizados en los parques eólicos:

- Disponibilidad real, ecuación 31, entendiendo la misma como la disponibilidad del aerogenerador descontando las paradas por mantenimiento y averías, por regulación de potencia, por causas externas y averías de equipos externos.

$$Disponibilidad_{Real} = \frac{\Sigma(B:N) - C - D - E - F - H - J - K}{\Sigma(B:N)} \quad (31)$$

- Disponibilidad técnica, entendiendo la misma como la disponibilidad del aerogenerador descontando las paradas por mantenimiento y averías. Realizándose su cálculo como se observa en la ecuación 32.

$$Disponibilidad_{Técnica} = \frac{\Sigma(B:N) - C - D - E - F}{\Sigma(B:N)} \quad (32)$$

- Indisponibilidad por regulación de potencia, representando la pérdida de disponibilidad que se pierde por dicho motivo, calculada como muestra la ecuación 33.

$$\text{Indisponibilidad } RgPt = \frac{H}{\Sigma(B:N)} \quad (33)$$

- Indisponibilidad no gestionable, ecuación 34, representando la pérdida de disponibilidad que se pierde por causas externas.

$$\text{Indisponibilidad } NoGest = \frac{K}{\Sigma(B:N)} \quad (34)$$

1.3. ESTADO DEL ARTE

Desde los orígenes de la energía eólica hasta la actualidad se ha alcanzado la madurez tecnológica. Esta madurez tecnológica se alcanza gracias a los numerosos estudios de los diferentes fallos y averías y la forma de eliminarlos, reducirlos y anticiparse a los mismos, así como estudios en la búsqueda de técnicas de mantenimiento cada vez más eficaces. A continuación, se indican algunos de los estudios más relevantes.

Los primeros estudios se centran en el análisis de la aparición de fatiga en las estructuras de los primeros modelos de aerogeneradores por causa de las cargas dinámicas a las que están sometidas (Worthington & Pretlove, 1982) (Pretlove & Worthington, 1983), además se empiezan a realizar estudios predictivos del efecto de las cargas producidas por el viento sobre las estructuras de los aerogeneradores de cara a tenerlo en cuenta en la fase de diseño para evitar la fatiga en las mismas (Madsen & Frandsen, 1984). Se analizan también los riesgos asociados a los fallos que se pueden producir en las palas de los aerogeneradores (Macqueen, Ainslie, Milborrow, Turner & Swift-Hook, 1983).

En la década de los 90, se empieza a analizar los fallos de los diferentes componentes de los aerogeneradores, se realizan los primeros análisis de modo y efectos de fallos (AMEF) a los aerogeneradores (Klein & Lali, 1990) y se analizan los problemas de lubricación de los primeros modelos de multiplicadoras (Muller, 1993). Por otro lado, también, se empiezan a analizar la conveniencia de la aplicación de ensayos no destructivos y termografías a las palas de los aerogeneradores (Smith & Clayton, 1994) para la detección temprana de defectos en las mismas.

En la segunda mitad de la década de los 90, se propone la realización de diferentes análisis de fiabilidad en la fase de diseño de los aerogeneradores para reducir los fallos y averías en la fase de explotación (Seebregts, Rademakers & Vandenhorn, 1995), en donde se profundiza en el estudio de análisis de fallos de los aerogeneradores, ejemplos de esto son un estudio en la India sobre 50 aerogeneradores de 200 kW que identifica 30 condiciones de fallo (Iniyan, Suganthi & Jagadeesan, 1996) y un estudio en Italia sobre una alta incidencia de fallo en cojinetes de transmisión (Riccardella, Licina, Rosario & Bax, 1999).

Las experiencias que se van adquiriendo fomentan la aparición de recomendaciones por parte de asociaciones especializadas para el diseño de componentes de aerogeneradores con el fin de eliminar fallos ya en la fase de diseño, muestra de ello son las recomendaciones para el diseño y especificaciones de multiplicadoras que en 1997 desarrollan la American Gear Manufactures Association (AGMA) y la American Wind Energy (AWEA).

A finales de los años 90 fruto de las investigaciones realizadas y experiencias adquiridas se alcanza un cierto grado de madurez, lo que provoca una fuerte expansión en el sector eólico. Los aerogeneradores además han visto incrementada su capacidad de producción eléctrica, en base al incremento de su altura y longitud de pala, junto con componentes internos capaces de generar mayor energía eléctrica. Esto provoca unas mayores exigencias a todos los componentes, lo que conlleva a que sea necesario un mayor control de los mismos.

En el inicio del siglo XXI se empiezan a proponer técnicas de monitorización de los elementos de los aerogeneradores, como el control de posibles fisuras en las palas (Ghoshal, Sundaresan, Schulz & Pai, 2000; Xiao, Ma, Sharpe & Infield, 2001) y la detección de fallos en los generadores eléctricos (Popa, Jensen, Ritchie & Boldea, 2003). Se realizan los primeros trabajos que pretenden determinar las posibilidades, técnicas y componentes necesarios para la implantación del mantenimiento basado en la condición en los aerogeneradores (Verbruggen, 2003).

En este período, cada vez es más patente en la industria eólica que hay que incrementar el control de los componentes que conforman los aerogeneradores, orientando el sector hacia un mantenimiento predictivo que mejore la productividad de los parques eólicos e incremente su seguridad y durabilidad. Este control se hace todavía más necesario en las nuevas ubicaciones de los parques eólicos de difícil acceso, donde el control remoto es la única alternativa, y se exploran alternativas de cómo realizarlo (Wilkinson & Tavner, 2004).

Ante esta necesidad surgen los primeros sistemas de mantenimiento basado en la condición en los aerogeneradores a través de la monitorización de parámetros sobre el estado de los componentes.

La empresa SKF GROUP lanza en el año 2004 *SKF WINDCON*, un sistema online de monitorización de las vibraciones de las partes rotativas del aerogenerador, que permitía diagnosticar de forma precoz averías en dichos elementos. En el año 2004 se instala en 126 aerogeneradores y a día de hoy una versión avanzada del mismo con mayores capacidades está instalada en más de 2200 aerogeneradores.

Se prueba también con éxito la efectividad de una aplicación de software denominado Sistema Inteligente de Mantenimiento Predictivo (SIMAP) en los aerogeneradores de un parque eólico de España (García, Sanz-Bobi & del Pico, 2006), la aplicación mediante sensores de temperatura y vibraciones, instalados en las multiplicadoras del parque eólico, fue capaz de diagnosticar de forma precoz averías y planificar las acciones de mantenimiento que se requerían en tiempo real, adaptando por tanto el plan de mantenimiento a las necesidades reales y vida útil de los equipos.

De la misma forma también se proponen sistemas de monitorización para los generadores eléctricos (Doubly Fed Induction Machine, DFIM) utilizados en los aerogeneradores, mediante el uso de las lecturas de los parámetros de su funcionamiento (Yazidi, Capolino, Filippetti & Casadei, 2006), con el mismo fin de diagnosticar de forma precoz sus averías.

No sólo se trabaja en las posibilidades de la monitorización, sino que se empieza a analizar también la viabilidad de la aplicación de nuevas estrategias de mantenimiento como las centradas en la fiabilidad (RCM) y el impacto económico que supone su implantación (Andrawus J. , Watson, Kishk & Adam, 2006) y sistemas de modelado de fallos (Modelling System Failures, MSF) donde se evalúan las características de los fallos y se analizan mediante la distribución de Weibull (Andrawus, Watson & Kishk, 2007).

De la misma forma, se empieza a trabajar también en sistemas de mantenimiento inteligentes realizándose propuestas como un sistema de detección, reconocimiento y diagnosis de fallos mediante el análisis a través de software de diferentes parámetros de la máquina (Zaher & McArthur, 2007), como un sistema capaz de responder a fallos mediante la reconfiguración de la máquina, incluso reduciendo su capacidad operativa, y utilizando también parámetros de la máquina como la dirección y velocidad del viento (Echavarria, Tomiyama & Van Bussel, 2007).

Con en el desarrollo de los sistemas de monitorización se empiezan analizar los beneficios económicos que estos sistemas reportan a la explotación de los parques eólicos. En el año 2007 se desarrolla un análisis del impacto en el coste del ciclo de vida (Life Cycle Cost, LCC) en un parque eólico terrestre de Suecia y un parque eólico marino en Reino Unido con resultados beneficiosos principalmente en el parque eólico marino (Nilsson & Bertling, 2007a).

Se empiezan a publicar los primeros resultados de la frecuencia de fallos en periodos representativos de tiempo, como el realizado por (Nilsson & Bertling, 2007b) sobre el mismo parque eólico Sueco indicado en el anterior párrafo. Según el citado estudio los fallos en sistema de control y en el sistema eléctrico representaban un 30,4 %, en las palas un 13,4 %, hidráulicos un 13,3 %, en sensores un 14,4 %, en multiplicadoras y generadores un 15,3 %, en el sistema de orientación 6,7 % y 6,5 % en otros tipos de fallos.

En este mismo año se publica un estudio realizado en parques eólicos daneses y alemanes en el período 1994-2004, donde a través de los fallos detectados se busca predecir las fiabilidades de los componentes de los aerogeneradores, y como su diseño y la configuración de los aerogeneradores así como el tiempo, el clima y el mantenimiento pueden afectar a la misma (Tavner, Xiang & Spinato, 2007).

En el año 2009 las técnicas de monitorización de los parámetros de los aerogeneradores están ampliamente extendidas en el sector eólico y sus ventajas ampliamente contrastadas. La implantación de estrategias de mantenimiento basado en la condición (CBM) se extiende en todo el sector. Las técnicas disponibles en esta época son numerosas y abarcan la gran mayoría de los componentes de los aerogeneradores: sistema eléctrico, tren de potencia, generador y palas (Amirat, Benbouzid, Al-Ahmar, Bensaker & Turri, 2009).

Igualmente, en el año 2009, se realiza una interesante propuesta de avance en las técnicas de tratamiento de datos cara obtener diagnósticos más precoces de averías, mediante el uso de redes neuronales (Zaher A. , McArthur, Infield & Patel, 2009). El uso de redes neuronales permite el autoaprendizaje del propio sistema siendo capaz por si mismo de identificar patrones de avería. Se realiza el ensayo de un prototipo del modelo utilizando los datos de temperatura de aceite, temperatura ambiente,

temperatura de los devanados del generador y potencia generada, en un período de dos años en 26 aerogeneradores Bonus emplazados en Escocia. El sistema de forma autónoma crea con éxito un patrón con capacidad de predecir averías en multiplicadoras y generadores con hasta 6 meses de anticipación, lo que demuestra el enorme potencial del uso de redes neuronales.

En el año 2010 se siguen perfeccionando los sistemas de diagnóstico de fallos, proponiéndose nuevas técnicas como la demodulación de amplitud aplicada a la corriente de los generadores para la detección de fallos en los mismos (Amirat, Choqueuse & Benbouzid, 2010) y como el uso de la transformada de ondículas en la potencia de salida para la predicción de averías en los diferentes componentes de los aerogeneradores (Watson, Xiang, Yang, Tavner & Crabtree, 2010).

En este mismo año, se propone la aplicación de procesos de decisión Markovianos para la obtención de la estrategia óptima de mantenimiento de forma dinámica adaptándose a los diferentes factores como las condiciones climáticas (Byon & Ding, 2010).

De igual manera, en 2010 se analizan también los diferentes efectos que se presentan en aerogeneradores del mismo parque eólico, en función de la dirección y velocidad del viento y las posibles relaciones con las averías de los mismos (Ali, Milanovic, Llie & Chicco, 2010).

Del mismo modo, en el año 2010, se realiza un trabajo de investigación, con los datos obtenidos en cuatro parques eólicos de Galicia, donde se encuentra la relación existente entre el mantenimiento de los aerogeneradores y las condiciones climáticas a las que están expuestas los mismos, para ello se aplicaron criterios de calidad total (6σ) y se aprovechó la experiencia adquirida por los operadores de los parques. En base a ello se seleccionaron nuevos índices de mantenimiento bajo control estadístico derivados de indicadores estándar, cuyas variaciones de los mismos pueden servir de base para la monitorización de los aerogeneradores (Orosa, Oliveira & Costa, 2010).

En el último trabajo recogido en este año 2010, se propone la utilización de técnicas de identificación de causas raíces de fallos conjuntamente con métodos de fiabilidad de Weibull para implantar sistemas de mantenimiento basado en la condición más fiables, se aplica de forma práctica en averías de multiplicadoras, utilizando los datos captados

en 160 aerogeneradores de 1 MW en el período 2004-2006, obteniéndose buenos resultados (Gray & Watson, 2010).

En el año 2011 se siguen realizando estudios de implantación de estrategias de mantenimiento basadas en la fiabilidad (Reliability Centered Maintenance, RCM) en los aerogeneradores (Fischer, Besnard & Bertling, 2011) y tomando como apoyo el análisis de la información del SCADA (Yang & Jiang, 2011).

En este mismo año se continua con los estudios de mantenimiento basado en la condición de las multiplicadoras de los aerogeneradores mediante el análisis de la tendencia de temperaturas (Guo, Infield & Yang, 2011; Guo & Bai, 2011), así como a través del análisis de aceite de las mismas (Hamilton & Quail, 2011) y análisis de vibraciones (Yang, Li & Liang, 2011).

Otro enfoque de mantenimiento basado en la condición es la consideración de la dependencia económica de diferentes tipos de aerogeneradores, en los que se fija los valores umbral de probabilidad de fallo y se toman como base para la toma de decisiones (Amayri, Tian & Jin, 2011).

Las metodologías de mantenimiento basado en la condición continúan desarrollándose puesto que logran anticipar averías con una precisión razonable de 60 minutos (Andrew & Wenyan, 2011).

Por otro lado, en este año 2011, se presenta un modelo de optimización estocástico para realizar un mantenimiento de oportunidad en los parques eólicos marinos. El modelo aprovecha los pronósticos de producción de viento de 7 días en las actividades de mantenimiento correctivo para realizar las tareas de mantenimiento al menor coste (Besnard et al., 2011).

En el año 2012, el crecimiento de la energía eólica sigue aumentando y se hace más necesario incrementar la rentabilidad económica de la misma, por ello es necesario disponer de técnicas de mantenimiento predictivo más eficaces. Se proponen nuevos algoritmos de detección de averías (Edzel & Dustin, 2012) y se utiliza el mismo para desarrollar un sistema de detección de averías mediante una red neuronal que utiliza los datos aportados por el SCADA de la máquina (velocidad del viento, velocidad de giro aerogenerador, ángulo de pala, temperatura de cojinetes de multiplicadora y potencia

generada) en aerogeneradores de 850 kW ubicados en Kunsan (Korea) con resultados satisfactorios (Kim, Ra & Kim, 2012).

Los SCADA de los aerogeneradores producen alarmas, por lo que aparecen métodos de análisis con el fin de potenciar su racionalización y reducción de datos de alarma, así se consigue facilitar la labor de operadores y mantenedores, manteniendo la información relevante para el mantenimiento basado en la condición y el pronóstico de las condiciones bajo las cuales se generan las alarmas. Proponiendo un sistema inteligente de manejo de alarmas para parques eólicos, con el objetivo de mejorar la fiabilidad de los aerogeneradores para reducir el tiempo de inactividad, aumentar la disponibilidad y llevar a cabo un programa de mantenimiento bien organizado (Qiu et al., 2012).

Durante este año 2012, continúan apareciendo investigaciones que siguen optimizando los algoritmos de detección de averías en las multiplicadoras y generadores de los aerogeneradores mediante el análisis de las temperaturas de los cojinetes de ambos equipos en relación al resto de los parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores, pudiendo predecir averías una hora y media antes de que ocurran (Kusiak & Verma, 2012). Además de los parámetros de funcionamiento se tienen en cuenta factores como la logística de repuestos y las pérdidas de producción aplicando modelos de mantenimiento basado en la condición fundados en procesos semi-markovianos aplicados a las multiplicadoras (Su & Zhou, 2012).

Continúan apareciendo investigaciones que realizan análisis sobre los diferentes tipos de mantenimiento que se están llevando a cabo en los parques eólicos, comparando y discutiendo dichos tipos con referencia al control estadístico del mismo y realizando especial hincapié en su efecto en la reducción de costes y paradas por averías (Costa, Orosa & García Bustelo, 2012; García Márquez, Tobias, Pinar Pérez & Papaelias, 2012) analizan también las técnicas de mantenimiento a condición que existen hasta la fecha, las diferentes estrategias de mantenimiento que se proponen con las mismas y la utilización de combinación de diferentes técnicas.

Ding & Tian (2012) proponen métodos de mantenimiento por oportunidad combinando acciones de mantenimiento correctivo y preventivo con el fin de aprovechar los tiempos de paro de máquina para reducir los tiempos de paro totales de la misma y de esta forma reduciendo los costes de mantenimiento de los parques eólicos.

Durante el año 2012, el análisis de la relación entre la velocidad de viento, relacionada con la potencia entregada y la tasa de fallos en los aerogeneradores, detecta una fuerte relación entre las mismas. Este análisis indica que se debe estudiar la relación entre la tasa de fallos y otros factores ambientales como la temperatura, humedad, localización de los parques eólicos, etc. (Su, Jin & Fu, 2012).

Este mismo año, se realizan trabajos de investigación en la búsqueda de nuevas herramientas de validación del pronóstico del tiempo para aplicaciones de ingeniería que resultan de gran utilidad para predecir los factores ambientales mencionados (Orosa, 2012b), y en el caso particular de las condiciones meteorológicas de los parques eólicos, utilizando enfoques estocásticos (Orosa, 2012a).

Al igual que en años anteriores, se sigue trabajando en metodologías de mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM), en este caso se realiza un estudio aplicado a las máquinas Vestas V44-600 kW y V90-2 MW. Este estudio aporta los fallos más relevantes, indica sus causas y mecanismos subyacentes, e identifica medidas correctivas para prevenir el fallo en sí o el daño secundario crítico (Fischer, Besnard & Bertiling, 2012).

En el año 2013 continúan las líneas de investigación en la mejora de los sistemas de mantenimiento basado en la condición de las multiplicadoras de los aerogeneradores, mediante el control del estado y degradación del aceite de lubricación (Zhu, Yoon, He, Qiu & Bechhoefer, 2013), y con la búsqueda de relación entre las condiciones de viento y las averías en multiplicadoras de los parques eólicos marinos (Van Bussel, Boussion & Hofemann, 2013) y mediante análisis de vibraciones (Hussain & Gabbar, 2013).

En este mismo año, Byon (2013) presenta un modelo de mantenimiento basado en la condición dinámico que vincula las condiciones externas del aerogenerador (meteorológicas) e internas (parámetros de funcionamiento) con reglas lineales de decisión, que sugiere que es necesario un nuevo enfoque al utilizado hasta la fecha, ya que la toma en cuenta de dichos parámetros en conjunto mejora los resultados del mantenimiento de los parques eólicos incrementando su eficiencia y eficacia.

De la misma forma se sigue investigando en la relación de las condiciones meteorológicas y la locación de los parques eólicos con la tasa de fallos de los mismos,

en este sentido se realiza un trabajo de investigación sobre tres parques eólicos situados en Dinamarca y Alemania reafirmando la hipótesis de la existencia de esta relación (Tavner, Greenwodd, Whittle, Faulstivh & Hahn, 2013).

En el año 2014 se continua perfeccionando las técnicas de mantenimiento por condición en las multiplicadoras mediante el análisis de vibraciones proponiendo el uso de la transformada de Laplace aportando mayores ventajas que la transformada corta de Fourier y la transformada Wavelet (Yang, Little & Court, 2014) y con algoritmos de aprendizaje múltiple y máquina de soporte vectorial Shannon Wavelet (Tang, Song, Li & Deng, 2014).

Continuando con aplicaciones del mantenimiento basado en la condición, Puglia, Bangalore, & Tjernberg (2014) realizan un análisis sobre su influencia en aerogeneradores de 3 a 6 MW mediante el análisis de costes del ciclo de vida de los mismos, en el que se obtiene claras reducciones de costes cuando se aplica este tipo de mantenimiento basado en la condición al 100%, frente a los escenarios de 80-20 % mantenimiento basado en la condición y preventivo y 100% con sólo mantenimiento preventivo. Esto refuerza aún más la teoría desarrollada durante los últimos años de que la técnica de mantenimiento basado en la condición es la que aporta mejores resultados.

También este año se continúan realizando investigaciones sobre la relación entre las condiciones meteorológicas y los modos de fallo en los aerogeneradores como la de (Wilson & McMillan, 2014).

Otra investigación del mismo ámbito, es la presentada por Costa, Roshan, Orosa, & Rodríguez-Fernández (2014) la cual desarrolla un nuevo procedimiento para obtener algoritmos de control basados en las condiciones meteorológicas para predecir averías y mejorar los sistemas de mantenimiento por condición. Utilizando el análisis de la varianza se definieron claras relaciones entre tipos de averías y condiciones climatológicas. Se establecen relaciones entre la temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento y humedad relativa con averías como la congelación del anemómetro, tiempo excesivo de orientación, las corrientes asimétricas, parada de emergencia, entre otras. Dicho nuevo procedimiento abre un camino hacia nuevas investigaciones que puedan perfeccionar el mantenimiento por condición aplicado a los parques eólicos hasta la fecha.

En el año 2015 se sigue trabajando en el perfeccionamiento del control de la degradación del aceite mediante la monitorización de la viscosidad, de su conductividad y de la presencia de partículas en el mismo, con estos datos y con la predicción de la vida útil remanente se proponen métodos de mantenimiento de las multiplicadoras para reducir el número de averías y el impacto que tienen (Zhu, Yoon, He & Bechhoefer, 2015).

Con la investigación de Bangalore & Tjernberg (2015) se continúa mejorando las técnicas de detección de averías en cojinetes de multiplicadoras mediante el análisis de vibraciones en conjunto con redes neuronales artificiales y el mantenimiento basado en la condición.

Este mismo año, se realiza un análisis del impacto económico que tiene sobre el ciclo de vida de los aerogeneradores, estimado en 20 años, la aplicación del mantenimiento basado en la condición viéndose las ventajas no sólo técnicas sino económicas que aporta la implantación de esta técnica en los parques eólicos (May, McMillan & Thöns, 2015). En el mismo sentido realizan un estudio económico para determinar los parámetros que fijan el tiempo de retorno de la inversión en la implantación de técnicas de mantenimiento por condición (Pérez, Asensio & Márquez, 2015).

Como en los años anteriores se continúa con el perfeccionamiento de técnicas de mantenimiento centradas en la fiabilidad (RCM) con especial atención a la fase inicial de diseño de los parques eólicos marinos, mostrando que se pueden proporcionar valiosos aportes en la toma de decisiones y planificación del mantenimiento, además facilitando que el plan de mantenimiento inicial sea ajustado y mejorado a medida que se disponga de experiencia operacional adicional (Dai, Rausand & Utne, 2015).

Otra mejora de la fiabilidad de los parques eólicos y la planificación del mantenimiento basado en la condición es la propuesta de nuevas orientaciones de Análisis de Modos y Efectos de Fallo y Criticidad (Failure mode, effects and criticality, FMECA). Se demostró que al incorporar campos adicionales en la estructura convencional del FMECA, se puede obtener información más detallada y, por lo tanto, se puede fabricar un modelo de decisión más significativo (Sinha & Steel, 2015). La técnica FMECA dota de una base de conocimiento que junto al motor de reglas (Java Expert Shell

System, JESS), se pueden diagnosticar de forma más rápida las averías de los aerogeneradores (Zhou, Yu & Zhang, 2015).

En el año 2016 se sigue persiguiendo la reducción de costes de mantenimiento en los parques eólicos mediante el mantenimiento basado en la condición perfeccionando las técnicas de mantenimiento predictivo. Se analizan diferentes técnicas de reciente desarrollo que compensan los efectos de las variaciones de velocidad y carga de las multiplicadoras en su espectro de vibraciones con el fin de mejorar el análisis de las mismas (Randall, 2016) y se propone un nuevo método que utiliza un único sensor de vibración para el diagnóstico de fallos en multiplicadoras planetarias utilizando un promedio espectral (Yoon et al., 2016).

Sheng (2016) presenta los resultados de unos análisis de aceite realizados a multiplicadoras de aerogeneradores de 750 kW en funcionamiento en perfecto estado y con averías, dichos resultados muestran los beneficios de esta técnica de mantenimiento predictivo.

Este mismo año se presentan metodologías alternativas para la anticipación de averías y estimación de la vida útil restante de los generadores eléctricos de los aerogeneradores, mediante la medición de la pérdida de rendimiento a través de los datos del SCADA (Yingying et al., 2016), de igual forma se propone una técnica de detección y predicción de averías mediante el tratamiento de datos del SCADA de la potencia de salida y eventos de indisponibilidad de los aerogeneradores (Wang, Huang, Li & Liu, 2016), así como la temperatura del rodamiento principal, de los cojinetes de la multiplicadora y generador (Tautz-Weinert & Watson, 2016).

Al igual que en el año 2015, se sigue trabajando en la técnica FMECA teniendo en cuenta en su estudio la ejecución de mantenimiento basado en la condición en los aerogeneradores y su coste de implantación, y de esta forma valorar la rentabilidad económica de este tipo de mantenimiento (Peng, Asgarpour, Qiao & Foruzan, 2016). Se propone el análisis de árbol de fallos (Failure Tree Analysis, FTA) como herramienta de identificación de componentes críticos de los aerogeneradores en diferentes condiciones para la realización de una nueva planificación de mantenimiento desde un punto de vista cuantitativo (Márquez, Pérez, Marugán & Papaelias, 2016).

También se continua, en el año 2016, con el estudio de sistemas de decisión de Markov para analizar los impactos del mantenimiento de los componentes de los aerogeneradores en los tiempos de indisponibilidad y los riesgos de fallos (Ossai, Boswell & Davies, 2016) y en la misma línea se propone un modelo usando cadenas de Markov que describe la disponibilidad de un aerogenerador considerando la intensidad del viento y la condición operacional o el tiempo de indisponibilidad del mismo (Tzioiutzas, Platis & Koutras, 2016).

Como en años anteriores, se sigue trabajando en la implantación de estrategias de mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM) presentándose una nueva arquitectura y sistema dirigido a la energía eólica marina, en el que se tiene en cuenta la monitorización inteligente de parámetros, la fiabilidad y el modelado y la programación del mantenimiento (Pattison et al., 2016).

En el año 2017, se presenta un estudio donde se vuelve a dejar patente que los modelos de predicción de averías basados sólo en la edad de los sistemas y componentes de los aerogeneradores se pueden mejorar introduciendo en los mismos las condiciones climáticas a las que están expuestos. En este estudio se presenta un modelo enfocado en las averías generales de los aerogeneradores con resultados satisfactorios (Reder & Melero, 2017).

Otra investigación del mismo ámbito es la realizada con los datos de campo de un parque eólico en la provincia china de Jiangsu, donde se clasifican las estadísticas de averías y mantenimiento, y también se analiza la fiabilidad de los componentes principales de los aerogeneradores. En el mismo se demuestra el efecto de las condiciones climáticas como la velocidad del viento y la temperatura ambiente, sobre la fiabilidad de los componentes.

Este mismo año se presenta un estudio donde se analiza el efecto del tiempo y el coste de mantenimiento en diferentes componentes de un aerogenerador para seleccionar aquellos a los que se les puede aplicar una estrategia de mantenimiento preventivo de forma rentable (Dui, Si & Yam, 2017).

Al igual que en años anteriores se presentan estudios sobre el tratamiento y utilización de los datos del SCADA de los aerogeneradores como herramienta predictiva de averías en aerogeneradores, entre los que destaca uno de Gonzalez, Stephen, Infield y Melero (2017) demostrando la capacidad de predecir averías en multiplicadoras con más de un mes de antelación y uno de Qian, Ma y Zhang (2017) en los que se utiliza la temperatura de la multiplicadora teniendo en cuenta la velocidad de viento y la potencia entregada para la detección de averías en las mismas de forma temprana.

Vesely (2017) relata los beneficios de la Industria 4.0 en los parques eólicos, este modelo hace uso del aprendizaje automático mediante la captación de datos por sensores que transmiten de forma continua a la nube, donde los algoritmos de inteligencia artificial analizan dichos datos para detectar anomalías y predecir averías.

En la misma línea se propone un sistema de predicción de daños estructurales en aerogeneradores, llamado Delphos, basado en sensores inalámbricos que puede evitar accidentes y reducir costes de mantenimiento (Melo Alves et al., 2017).

Por otro lado, en este año 2017 se sigue trabajando en la técnica FMECA para analizar los efectos de las estrategias de mantenimiento en el coste del ciclo de vida de los aerogeneradores (Chan & Mo, 2017).

También se propone una estrategia de mantenimiento de oportunidad, en el que se aprovecha los tiempos de indisponibilidad por causa de una avería en un componente de un aerogenerador para aplicar reemplazos preventivos de otros componentes. Esta estrategia aporta beneficios económicos y una mejora de la disponibilidad de los aerogeneradores (Zhang, Gao, Guo, Li & Yang, 2017).

En el año 2018, se presenta una metodología de monitorización basado en la condición para el diagnóstico de fallos en multiplicadoras y generadores de aerogeneradores mediante el análisis de vibraciones. Esta metodología establece unos límites normales de operación para llevar a cabo la identificación de desviaciones relacionadas con un defecto (Romero, Souza, Gan & Wang, 2018).

Por último indicar que hasta la fecha se siguen perfeccionando los algoritmos de control para implantación del mantenimiento basado en la condición, lo que muestra que sigue siendo la técnica de mantenimiento más efectiva y rentable. Es necesario por tanto fijar

las variables predictivas que se deben usar para mejorar el diagnostico de averías en los parques eólicos, entre las que están sin duda alguna las condiciones climáticas a las que están expuestos los parques eólicos.

CAPÍTULO 2: OBJETIVOS

2. OBJETIVOS

Una vez demostrado en trabajos de investigación anteriores que las variables climatológicas guardan relación con fallos de operación y averías en los aerogeneradores, lo que se pretende es continuar esta línea de investigación.

- En primer lugar se pretende realizar un análisis de los fallos y averías más frecuentes en los aerogeneradores y las posibles causas asociadas de las mismas. Con ello se definirán los distintos pares fallos-causas.
- Una vez definidos los pares, se realizará la búsqueda de relaciones causa-efecto entre las variables climatológicas, tales como la humedad relativa, temperatura del aire, dirección del viento, entre otras, de forma individual o combinadas, y las averías y fallos en aerogeneradores.
- Se buscará poder predecir estados de alta probabilidad de ocurrencia de averías y fallos a través de las variables meteorológicas.
- Se pretende establecer las bases para un futuro desarrollo de un algoritmo que se pueda implantar en aplicaciones de mantenimiento, operación y decisión de ubicaciones de parques eólicos.

CAPÍTULO 3: MATERIALES Y MÉTODOS

3. MATERIALES Y MÉTODOS

En la presente sección se llevará a cabo la descripción de los materiales y métodos necesarios para el desarrollo de la presente tesis doctoral. En este sentido, podemos encontrar la descripción del parque eólico a estudio y los correspondientes errores definidos por el propio personal de mantenimiento y, por otra parte, las diversas técnicas de minería de datos y de los recursos necesarios para la obtención de los resultados buscados.

3.1. DESCRIPCIÓN DE PARQUE A ESTUDIO

El parque eólico sobre el que se ha realizado el estudio está situado en la provincia de Lugo, marcado con un punto negro en el mapa de la Figura 17.

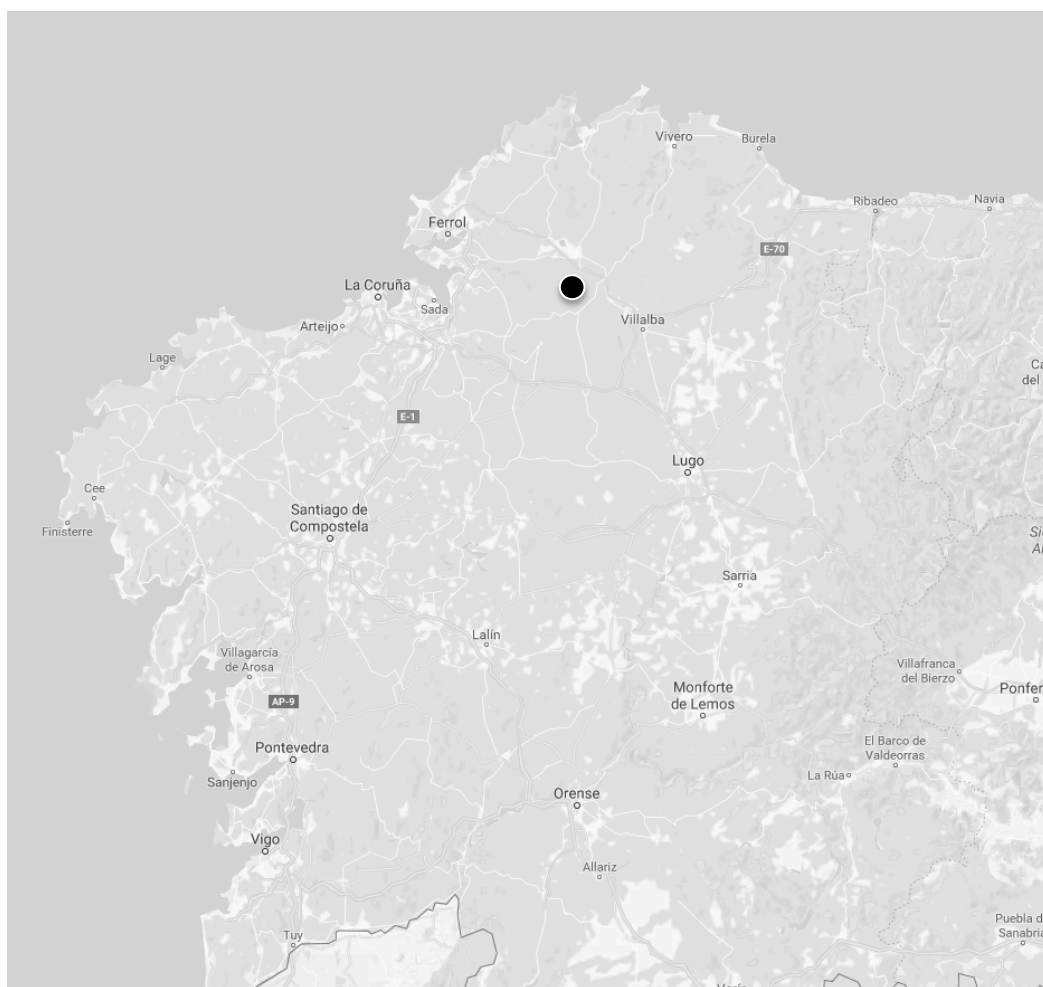


Figura 17. Ubicación geográfica parque eólico a estudio (Google, s.f.)

El parque eólico a estudio dispone aerogeneradores que tienen las siguientes características mostradas en la Tabla 5.

CARACTERÍSTICAS GENERALES AEROGENERADORES					
Potencia (kW)	Diámetro rotor(m)	Altura Torre (m)	Paso Palas	Velocidad Generador	Generador
660	46	45	Fijo	Fija	Asíncrono
CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS AEROGENERADORES					
Multiplicador	RM(i)	Frenado de orientación	Sistemas de frenado principal y secundario	Rango (rpm) rotor en generación	
Ejes paralelos helicoidales de 3 etapas	59,50	Pinzas hidráulicas actuando en pista freno (fuste)	Aerofrenos y pinza hidráulica en eje rápido	25,47 - 16,99	

Tabla 5. Características aerogeneradores a estudio.

3.2. AVERÍAS A ESTUDIO

Se realiza un análisis primario, en el que se estudian las principales averías y se definen y describen estadísticamente y de acuerdo con los costes económicos y en función del tiempo de reparación de cada una de ellas. Además, con la ayuda y experiencia de los operadores del parque eólico, fue posible detectar una gran variedad de averías en los datos muestreados del parque eólico real a estudio.

Las averías a estudio están codificadas dentro de los sistemas de control de los aerogeneradores como errores a los que le se asigna un número para su identificación, esta codificación se puede observar en la Tabla 6.

CODIFICACIÓN DE ERRORES POR EL SISTEMA DE CONTROL			
1	Parada por Regulación de Potencia	26	Sensor Freno B
2	Error de anemómetro	27	Giro Libre
3	Tensión Baja	28	Nivel Multiplicador
4	Temperatura de zapatas de freno	29	Frecuencia Alta
5	Sobreproducción LG	30	Reenvío SG
6	Temperatura transformadores	31	NET TX Error
7	Exceso tiempo central hidráulica	32	Vientos Altos
8	Arranque	33	Fallo Sistema Trafo
9	Parada de Emergencia	34	Corrientes altas
10	DP Módulo Thy	35	Corrientes Asimétricas LG
11	Error secuencia Fases	36	Térmico central hidráulica
12	Corrientes Asimétricas SG	37	Nivel central hidráulica
13	Reenvío Bypass	38	Sobrevelocidad
14	Temperatura Multiplicador	39	Ree. Or. Dcha. y Ree. Or. Izda.
15	Sensor Vibraciones	40	Sensor Freno A
16	Reenvío LG	41	Temperatura fase S del LG
17	Excesivo Tiempo Orientando	42	Tensión Muy Alta
18	Exceso conexión central hidráulica	43	Excesivo tiempo motor
19	Error Desenrollando	44	DP Módulo Net
20	Temperatura extrema	45	Térmico giro góndola
21	Térmico Intercambiador Multiplicador	46	Reenvío Bomba Multiplicador
22	Temperatura fase R del LG	47	DP Módulo Mix
23	Cables enrollados	48	Sensor Rotor
24	Excesivas sobreproducciones	49	Temperatura SG
25	Caudal Multiplicador	50	Termistor SoftStart
		51	Reenvío bomba central hidráulica

Tabla 6. Codificación de errores aerogenerador por el sistema de control.

Se han utilizado los manuales de los sistemas de control IMC y Siemens para la descripción de las averías que se va a realizar a continuación:

1. *Error 1. Parada por regulación de potencia*

Se produce cuando la producción de energía eléctrica supera la capacidad de evacuación del nudo al que está conectado el parque o a la demanda energética existente, es por tanto una restricción externa impuesta por los consumidores y organismos reguladores.

En España la función de organismo regulador la realiza la empresa Red Eléctrica de España, quien tiene potestad de detener la producción eléctrica de los aerogeneradores como medida operativa para garantizar el funcionamiento del sistema de transporte eléctrico y la demanda eléctrica de los consumidores en todo momento siguiendo las normativas regulatorias vigentes.

2. *Error 2. Error de anemómetro*

Este error se da cuando durante 5 segundos con una indicación de viento instantáneo inferior a 2,5 metros por segundo, la potencia instantánea con el generador conectado a la red supera los 200 kW.

La principal causa es que el anemómetro no gira con suavidad, o no gira, por agarrotamiento. Aunque existen diversas causas que pueden producir este error, en el estudio realizado este fallo se produjo como consecuencia de condiciones climáticas muy frías, que provocaron congelación del anemómetro, como se muestra en la Figura 18, y por lo tanto agarrotamiento del mismo y mal funcionamiento.

Este fallo provoca otros fallos relacionados como, por ejemplo, un tiempo excesivo de orientación.



Figura 18. Anemómetro congelado.

3. *Error 3 y 42. Tensión baja y tensión muy alta*

Estos errores se producen cuando la tensión de cualquiera de las fases medida entre fase y neutro es inferior al 90 % de la tensión nominal (360 voltios) para el error de tensión baja, y superior al 112 % de la tensión nominal (450 voltios) para el error de tensión muy alta, durante más de un segundo.

Dichos errores pueden producirse por una lectura incorrecta de las tensiones, por los fusibles que protegen el cuadro de control o un mal contacto en alguna de las conexiones.

4. *Error 4. Temperatura de zapatas de freno*

Este tipo de avería se registra cuando se da una alta temperatura en las zapatas de freno, como la que se puede observar en la Figura 19, que actúan sobre el disco de freno solidario al eje rápido del multiplicador.

Por lo general, si la temperatura excede la diferencia de 20 °C entre la temperatura de la góndola y la temperatura de las zapatas o supera los 60 °C, implica una parada de emergencia.

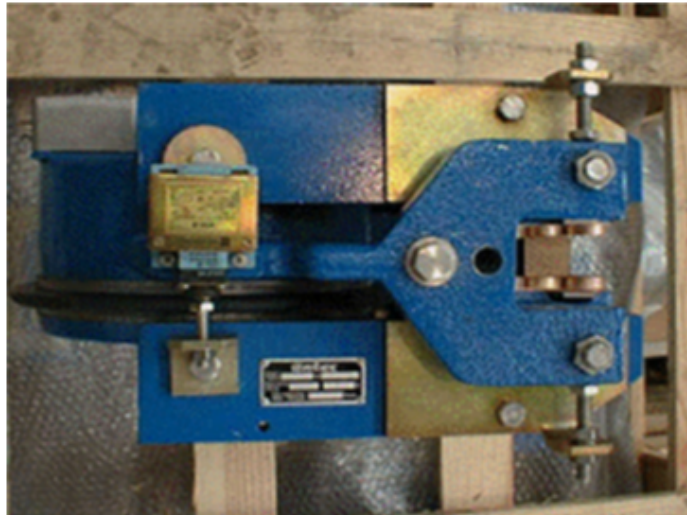


Figura 19. Zapata de freno.

Las causas que pueden provocar este error son desgaste excesivo de los ferodos de las zapatas, holgura radial en el eje rápido del multiplicador y mal ajuste de los frenos.

5. *Error 5 y 24. Sobreproducción LG y excesivas sobreproducciones*

El error de sobreproducción LG se produce cuando el aerogenerador estando acoplado el generador la potencia generada es superior al 125 % de la potencia nominal durante un segundo o superior al 110 % de la potencia nominal durante 10 minutos. El error de excesivas sobreproducciones se produce cuando da el error de sobreproducción LG un número de veces en un tiempo determinado.

Las causas que pueden producir dichos errores son un ángulo de calaje de las palas erróneo o mala lectura de tensiones, potencia, viento e intensidades o ausencia de los elementos de regulación de potencia por el método de entrada en pérdidas.

6. *Error 6. Temperatura transformadores*

Se produce cuando se activa la señal de que la temperatura en cualquiera de los bobinados del transformador de potencia alcanza los 150 °C.

Este error puede ser debido a un error de lectura de las sondas PT100 de control de temperatura o un daño en el transformador de potencia.

7. Errores 7, 18, 36 y 37. Por causa de la central hidráulica

Los errores relacionados con la central hidráulica, mostrada en la Figura 20, son los errores 7, 18, 36 y 37 que se van a describir a continuación:



Figura 20. Central hidráulica de aerogenerador.

Error 7. Exceso de tiempo central hidráulica: se da cuando la bomba de la central hidráulica funciona durante más de 200 segundos sin alcanzar la presión adecuada.

Error 18. Exceso de conexión de la central hidráulica: ocurre cuando la bomba de la central hidráulica actúa más de siete veces en tres minutos.

Los errores 7 y 18 son causados habitualmente por la existencia de fugas en el circuito o en alguno de los componentes del sistema.

Error 36. Térmico central hidráulica: Se produce cuando se desactiva la señal del contacto auxiliar del térmico de motor eléctrico de la central hidráulica.

Las causas más frecuentes que pueden provocarlo son daños en el motor eléctrico y mal contacto de bornas.

Error 37. Nivel central hidráulica: Se genera cuando la boya de nivel de aceite deja de dar señal por un período superior a 10 segundos.

Este fallo está relacionado con el giro de la góndola y los sistemas de aerofrenos. Con frecuencia, estos errores son causados por fugas de aceite, generalmente en el cilindro de rotación, en los frenos, o en la parte superior del sistema hidráulico central.

8. **Error 8. Arranque**

El error en arranque se produce cuando al rearmarse la máquina tras un corte de tensión el control del aerogenerador indica la presencia de un error que debe ser revisado impidiendo en arranque del mismo.

9. **Error 9. Parada de emergencia**

El error de parada de emergencia se produce por una pulsación de una de las setas de emergencia o bien por un fallo crítico en el circuito de seguridad del aerogenerador producido por un fallo de alguna de las setas, un corto que interrumpa el circuito de emergencia o por un fallo de funcionamiento de los ventiladores para enfriar el módulo de compensación de corriente.

10. **Error 10 y 44. DP Módulo Thy y DP Módulo Net**

Estas averías se registran cuando hay un fallo general en el funcionamiento del módulo de periferia descentralizada profithy (en el error 10) y en el módulo de periferia descentralizada PROFIGRID (en el error 44).

Se da por falta de alimentación de 24 Vcc a los módulos o por daños en los mismos.

11. Error 11. Error secuencia de fases

Esta avería se produce cuando la profithy detecta que la secuencia de fases no es correcta o no posee una referencia adecuada.

Las causas de esta avería pueden ser debidas a los cables de potencia, el cableado del pilotaje de los tiristores de potencia o los propios tiristores de potencia.

12. Error 12 y 35. Corrientes asimétricas SG y corrientes asimétricas LG

Estas averías se registran cuando en el generador conectado existe diferencia de intensidad en las distintas fases, por lo general se produce parada de emergencia cuando la diferencia de intensidad entre la fase de mayor intensidad y la de menor es superior al 40 % siempre y cuando la de menor intensidad supera los 50 A en SG y 100 A en LG. Si no lo fuera se registraría el error cuando la diferencia entre los valores máximo y mínimo de intensidad sea superior a 50 A en el error 12 y 100 A en el error 35.

Esta avería es causada por una reducción en la generación de energía eléctrica, o en la compensación de energía reactiva, debido a fallos en los capacitores o tiristores de referencia del sistema de control de producción eléctrica del aerogenerador.

13. Error 13. Reenvío Bypass

Este error se produce cuando la orden del PLC de que actúe el bypass no coincide con el reenvío del bypass por un período superior a un segundo. Se produce por averías en el contacto auxiliar del contactor del bypass o en el cableado del bypass.

14. Error 14, 21, 25 y 28. Por causa de la multiplicadora

Los errores relacionados con la multiplicadora son los errores 14, 21, 25 y 28 que se van a describir a continuación:

Error 14. Temperatura de la multiplicadora: se produce cuando la temperatura del aceite de la multiplicadora supera los 85 °C.

Las posibles causas de dicho error pueden ser o avería de la multiplicadora, o mal funcionamiento del intercambiador o error de la sonda.

Error 21. Térmico intercambiador multiplicadora: Se da cuando se desactiva la señal en el PLC del motor de refrigeración del intercambiador.

Este error puede ser debido a una avería en el motor de refrigeración o de su cableado y conexionado, o del térmico.

Error 25. Caudal multiplicadora: se produce cuando se da señal de falta de flujo de aceite durante un tiempo superior a 10 segundos con la bomba de la multiplicadora funcionando y las revoluciones del generador superiores a 100 rpm.

Este error se debe a un mal funcionamiento de la bomba de lubricación de la multiplicadora o mala regulación del caudalímetro situado a la entrada de aceite al filtro de la multiplicadora.

Error 28. Nivel multiplicadora: Este error ocurre cuando la boya de nivel de aceite de la multiplicadora no da señal durante un tiempo superior a 30 segundos.

Este error ocurre cuando existe bajo nivel de aceite de la multiplicadora por posibles fugas, error de lectura de la boya, baja temperatura del aceite o alta viscosidad del mismo.

15. Error 15. Sensor de vibraciones

Este error se produce cuando el nivel de vibración excede un nivel predeterminado debido a que algún componente cae en un estado de deterioro, siendo con frecuencia la solución para este error sustituir los amortiguadores de la góndola. Las vibraciones se miden mediante un sensor pendular situado en la parte posterior del chasis de la góndola.

16. Error 16 y 30. Reenvío SG y reenvío LG

Se produce cuando se emite la orden del PLC de que actúe el contactor del SG y del LG y no coincide con el reenvío del contactor SG y del LG respectivamente durante más de un segundo.

17. Errores 17 y 39. Error por excesivo tiempo orientando y en reenvío orientación derecha e izquierda

Error 17. Excesivo tiempo orientando: se produce cuando el aerogenerador orienta hacia la derecha o izquierda más de 250 segundos. La causa principal de este error es agarrotamiento de la veleta por daño mecánico o por congelación.

Error 39. Reenvío de orientación derecha e izquierda: se produce cuando el PLC emite la orden de actuación a derecha o izquierda y no coincide con el reenvío del contactor de orientación de derecha e izquierda respectivamente.

18. Error 19 y 23. Error desenrollando y cables enrollados

El cableado que discurre desde la base de la torre hasta la góndola del aerogenerador tiene la holgura suficiente para permitir que la góndola realice una serie de giros completos en cualquier sentido, el número de giros al que se ha sometido el cableado es controlado mediante levas y unos finales de carrera. Cuando los aerogeneradores han realizado durante su orientación el número de giros máximo en el mismo sentido el PLC activa la señal de desenrollamiento y el motor de orientación efectúa el giro en sentido contrario de la góndola del aerogenerador para desenrollar los cables. Los errores relacionados con el enrollamiento y desenrollamiento son:

Error 19. Error desenrollamiento: Se produce cuando en la secuencia de desenrollamiento se activa una leva del enrollado del sentido contrario o si se sobrepasa más de 40 minutos en la secuencia de desenrollado. La causa que suele producir este error son averías en las levas.

Error 23. Cables enrollados: Se activa cuando actúa el final de carrera de cables enrollados al superar el número de vueltas en el mismo sentido, en casi todos los modelos de aerogeneradores suelen ser tres vueltas.

19. Error 20. Temperatura extrema

Se produce cuando la temperatura ambiente esta por debajo de un límite inferior y un límite superior, en el parque a estudio si la temperatura ambiente se encuentra por debajo de $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ o por encima de $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ al menos 30 minutos. Aunque hay averías que pueden activar este error sin alcanzar las temperaturas fijadas se trata de una protección del aerogenerador para que no trabaje fuera de las temperaturas de funcionamiento seguro.

20. Error 22 y 41. Temperatura fase R y fase S del LG

Se produce cuando la medida de la temperatura del bobinado de la fase R o S del LG supera los $140\text{ }^{\circ}\text{C}$. De igual forma existe el error para la fase T que no se ha indicado en listado al no tener incidencia en los años de vida del parque a estudio.

Este error se da por daños en el subgenerador o por error de lectura de las sondas PT-100.

21. Error 26 y 40. Sensor freno B y A

Estos errores se dan cuando las órdenes de confirmación de cada pinza de freno del rotor, A y B del PLC no se corresponden con la orden existente. Las causas más habituales son una mala regulación de las pinzas de freno o avería en el circuito eléctrico de activación de los frenos.

22. Error 27. Giro libre

Este error también está relacionado con el sistema de freno, se da cuando transcurridos unos segundos tras el cierre de las pinzas de freno las revoluciones del generador son mayores de 150 rpm. El sistema de control actúa frente a este error abriendo de nuevo los frenos. El error se da por avería en el sistema de freno.

23. Error 29. Frecuencia alta

Se produce cuando la frecuencia de generación sobrepasa los 51 Hz durante medio segundo. Este error se puede provocar por una causa externa al aerogenerador, cuando se disparan las líneas de media tensión entre la subestación y los aerogeneradores.

De igual forma existe un código de error para frecuencia baja que se activa cuando la frecuencia de generación es inferior a 49 Hz.

24. Error 31. NET TX Error

Este error se da cuando la transmisión de los límites desde el PLC al módulo PROFIGRID es incorrecto, bien por excesivo tiempo o por que el módulo no envía al PLC la señal de módulo correcto. Normalmente se da por errores de lectura del módulo.

25. Error 32. Vientos altos

Al igual que el error 20 de temperatura extrema se trata de una medida de protección del aerogenerador para no trabajar fuera de los márgenes seguros. Las limitaciones de velocidad de viento de funcionamiento del aerogenerador que activan este error son si se supera la velocidad media de 29 m/s durante más de tres minutos o una media de 26 m/s durante más de 10 minutos.

26. Error 33. Fallo sistema trafo

Se produce si durante un segundo el PLC deja de recibir a través de la entrada para tal efecto la señal procedente de la centralita del transformador que indica su correcto funcionamiento. La señal de correcto funcionamiento la dan unas sondas PT-100 que verifican la correcta temperatura del transformador.

27. Error 34. Corrientes altas

El error 34 se produce cuando la corriente en cualquiera de las fases es superior a 850 A durante más de un segundo, cuando esto sucede se dispara el interruptor principal. Este error puede darse cuando se miden mal las revoluciones del generador.

28. Error 38. Sobrevelocidad

Este error se produce cuando la velocidad del rotor supera las 26 rpm o las revoluciones del generador superan las 1650 rpm. Este error protege al aerogenerador de funcionar bajo un régimen de sobrevelocidad evitando así los daños que esta situación puede provocar, para ello actúa de forma inmediata sobre los aerofrenos y frenos.

En el supuesto caso de darse este error al mismo tiempo que el error 27 de giro libre, prevalece el error 38 actuando sobre los frenos.

29. Error 43. Excesivo tiempo motor

Se produce cuando la monitorización de la máquina supera los dos minutos. Este error se puede dar por múltiples causas, como pueden ser en las pinzas de freno, aerofrenos, fallo de orientación, multiplicador, rotor y generador.

30. Error 45. Térmico giro góndola

El error 45 se da cuando se desactiva la entrada del PLC procedente de los térmicos de giro de la góndola. Este fallo suele ser causado por avería de los motores del giro de la góndola.

3.3. RECURSOS DE SOFTWARE

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación ha sido necesario el empleo de diversos recursos de software siendo, la mayoría de ellos, relacionados con el estudio estadístico de datos y su representación gráfica. En este sentido podemos hablar de los siguientes programas informáticos.

3.3.1. SPSS Statistics

Este programa nace en el seno de una empresa que originalmente fue creada por Norman H. Nie, C. Hadlai Hull y Dale H. Bent quienes crearon y desarrollaron un software con el fin de convertir los datos estadísticos en información clave para la toma de decisiones. Este software estadístico se creó bajo el nombre de SPSS (del inglés Statistical Package for Social Sciences), que significa Paquete Estadístico para las Ciencias Sociales. El objetivo original del programa era analizar rápidamente grandes volúmenes de datos de las ciencias sociales obtenidos a partir de distintos métodos de investigación.

A día de hoy este software es propiedad de la empresa IBM, quien lo comercializa en la actualidad en su versión 25.

SPSS Statistics, es un software estadístico que se emplea con frecuencia en trabajos de investigación de diferentes áreas de conocimiento, capaz de manejar ficheros de datos con más de 30.000 variables y cualquier tamaño de casos. Presenta la ventaja de facilitar el uso de diferentes técnicas, incluyendo el análisis ad-hoc, y una amplia variedad de funcionalidades de analítica, incluyendo la estadística descriptiva y la regresión lineal. En la Figura 21 se muestra la ventana del programa del editor de datos para un tratamiento posterior.

Este programa nos aporta modelos y técnicas de análisis multivariante y univariante para mejorar la precisión de los análisis, dispone también de procedimientos de modelos lineales generales y no lineales y modelos mixtos, así como regresión de mínimos cuadrados en dos fases, logística y análisis de supervivencia (IBM, s.f.).

Este software nos permite calcular estadísticas y errores estándar a partir de diseños de muestras pequeñas o complejas. Con su uso se pueden predecir resultados categóricos y numéricos a partir de muestras aleatorias no simples y aporta hasta tres etapas al analizar datos desde un diseño de etapas múltiples.

Mediante las opciones de árboles de decisión y clasificación, ayudan a presentar los resultados categóricos y a descubrir relaciones entre grupos.

En la investigación de la presente tesis el uso de SPSS Statistics nos permite obtener previsiones fiables y prever tendencias mediante datos de series temporales y probar los datos para comprobar la estacionalidad, la intermitencia y los valores omitidos. De la misma forma los análisis estadísticos complejos nos mostrarán las relaciones de dependencia e interdependencia, nos establecerá clasificaciones de sujetos y variables y nos podrá predecir comportamientos.

datos climas errores 2.sav [Conjunto_de_datos1] - PASW Statistics Editor de datos

Archivo Edición Ver Datos Transformar Analizar Marketing directo Gráficos Utilidades Ventana Ayuda

1: erro 0 Visible: 5 de 5 variables

	erro	vel	direc	temp	hr
1	0	3	207	6	
2	0	1	222	6	
3	0	0	193	6	
4	0	1	263	6	
5	0	0	203	6	
6	0	4	9	6	
7	0	4	16	6	
8	0	4	37	6	
9	0	5	30	6	
10	0	4	8	6	
11	0	4	50	6	
12	0	2	35	6	
13	0	3	31	6	
14	0	6	44	6	
15	0	3	47	6	
16	0	3	59	6	

Vista de datos Vista de variables Activar Windows Ve a Configuración para activar Windows. PASW Statistics Processor está listo

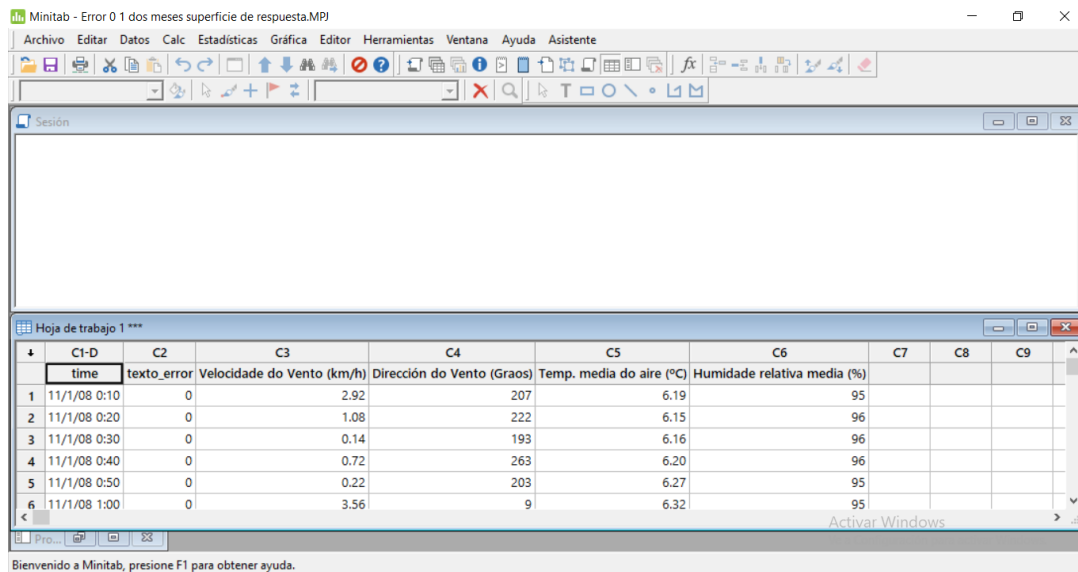
Figura 21. Tratamientos de datos en SPSS.

3.3.2. Minitab

Minitab Statistical Software fue creado en 1972 por tres miembros de la facultad de estadística de la Universidad Estatal de Pensilvania. Su objetivo al desarrollar Minitab fue hacer la estadística más atractiva e interesante para los estudiantes. Tuvo un rápido éxito que lo convirtió, en poco tiempo, en el software estadístico líder en el mundo para la enseñanza académica, un puesto que continúa ocupando hoy en día. Minitab se utiliza actualmente en más de 4.000 universidades de todo el mundo. En la Figura 22 se muestra un ejemplo del tratamiento de datos con este programa.

Minitab dispone de numerosas herramientas estadísticas entre las que cabe destacar (Minitab, 2017).

- Estadística básica: análisis estadísticos descriptivos, pruebas de hipótesis, intervalos de confianza y pruebas de normalidad.
- Gráficas: Gráficas de dispersión, gráficas matriz, gráficas de caja, gráficas de puntos, histogramas, diagramas, gráficas de series de tiempo, etc.
- Regresión: Regresión lineal y no lineal.
- Análisis de varianza: Análisis de medias, ANOVA y prueba de igualdad de varianzas.
- Control estadístico de procesos: Diagrama de Pareto, diagrama de causa y efecto.
- Diseño de experimentos (DOE): Búsqueda de valores óptimos utilizando diseños factoriales, de superficie de respuesta, de mezcla y de Taguchi.
- Gráficas de control: Permiten monitorizar procesos en el tiempo y evaluarlos.
- Confiabilidad y supervivencia: Análisis de distribución paramétrico y no paramétrico.
- Series de tiempo y pronósticos: Gráficas de series de tiempo, análisis de tendencia, descomposición, promedio móvil, suavización exponencial, funciones de autocorrelación, autocorrelación parcial e intercorrelación.
- Tablas: Prueba de chi-cuadrado, exacta de Fisher y prueba de chi-cuadrado de bondad de ajuste.



Minitab - Error 0 1 dos meses superficie de respuesta.MPJ

Archivo Editar Datos Calc Estadísticas Gráfica Editor Herramientas Ventana Ayuda Asistente

Sesión

Hoja de trabajo 1 ***

	C1-D	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
	time	texto_error	Velocidade do Vento (km/h)	Dirección do Vento (Graos)	Temp. media do aire (°C)	Humidade relativa media (%)			
1	11/1/08 0:10	0	2.92	207	6.19	95			
2	11/1/08 0:20	0	1.08	222	6.15	96			
3	11/1/08 0:30	0	0.14	193	6.16	96			
4	11/1/08 0:40	0	0.72	263	6.20	96			
5	11/1/08 0:50	0	0.22	203	6.27	95			
6	11/1/08 1:00	0	3.56	9	6.32	95			

Activar Windows

Bienvenido a Minitab, presione F1 para obtener ayuda.

Figura 22. Tratamiento de datos en Minitab.

3.3.3. Microsoft Excel y programación Visual Basic para aplicaciones

Microsoft Excel es una aplicación de hojas cálculo que se encuentra dentro del paquete de programas que conforman Microsoft Office. Aunque su función principal es la realización de tareas financieras y contables, dispone de herramientas y funciones que permiten realizar tareas de análisis estadístico.

Los datos captados en los aerogeneradores a estudio fueron exportados desde el programa de control a un fichero Excel, donde pueden ser tratados con funciones que dispone el programa con las que se puede realizar entre otras (Microsoft):

- Promedio, desviaciones, tendencia, varianza y covarianza de una muestra de valores.
- Regresión lineal y curtosis de un conjunto de datos.
- Distribución beta acumulativa, distribución binomial, exponencial, logarítmica, distribución chi cuadrado y distribución de Weibull.

Microsoft Excel dispone además de una potente herramienta para la realización de diferentes tipos de gráficos, como histogramas, barras, dispersión, ..., permitiendo la resolución gráfica de problemas.

Si bien no tiene una herramienta específica para ello, las diferentes funciones del programa permiten crear gráficos de control de forma manual personalizando los requisitos que se estimen.

Microsoft Excel para aplicaciones nos permite también la programación de aplicaciones a través del Visual Basic pudiendo crear macros ejecutables que nos permiten realizar tareas en automático, como por ejemplo la clasificación de datos.

3.3.4. Matlab

Matlab es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory”, es un software destinado a la realización de cálculos numéricos con vectores y matrices, proporcionando además un entorno de programación con lenguaje propio.

Matlab representa una valiosa herramienta para la realización de cálculos técnicos, permitiendo la representación de datos y funciones y la implementación de algoritmos. Dentro de Matlab existe una herramienta adicional, Simulink, que es una plataforma de simulación multidominio.

Una de las funciones a destacar del presente software es el ajuste de datos mediante curvas. El ajuste de datos es un proceso mediante el que se ajustan modelos a datos, mediante técnicas como interpolación polinómica y de splines, y se analiza la precisión del ajuste (Mathworks, s.f.).

Otras de las posibilidades que presenta Matlab es la creación de redes neuronales artificiales que permite el aprendizaje y procesamiento automático de cualquier sistema. Estas redes neuronales artificiales son estructuras de procesamiento paralelo masivo constituida por unas unidades básicas (neuronas), que tienen la capacidad de almacenar conocimiento experimental y ponerlo a disposición para su uso.

3.4. MÉTODOS DE MINERÍA DE DATOS

Para el análisis e interpretación de resultados a partir de un volumen ingente de datos, como es el caso del muestreo diez minutil de un parque eólico durante un año (60.000 datos por variable analizada), requiere el empleo de diversas herramientas de análisis que, en su conjunto, pueden agruparse dentro de lo que se conoce como minería de datos.

En un primer lugar, se ha recurrido a una estadística descriptiva que nos ofrezca una visión un poco más nítida de la frecuencia y condiciones bajo las que se encuentran la mayoría de los fallos.

En una segunda etapa, se ha realizado el estudio de vinculación de variables del proceso y cada uno de los fallos existentes. Ante la imposibilidad de la realización de modelos predictivos en base a dichos datos reales por medio de técnicas de ajuste de curvas en base a mínimos cuadrados, ha surgido la necesidad del empleo de otras técnicas estadísticas como es el caso de gráficos de control de procesos y superficies de respuesta. En base a estas últimas herramientas no sólo han sido definidos modelos multidimensionales que permiten establecer las condiciones climáticas existentes en el momento del fallo, sino también el análisis de las tendencias de las variables de muestreo en periodos previos al mismo.

Finalmente se proponen diversas técnicas de análisis de última generación en base a inteligencia artificial para la mayor aproximación posible al fallo.

3.4.1. Estadística descriptiva

Como en todo estudio experimental, la primera toma de contacto ha sido en base a la estadística descriptiva de cada una de las variables implicadas en el proceso. Con ello se pretende definir el tipo de clima que se analiza durante un período de un año y de los tipos de errores más frecuentes, pues serán las que tendrán más implicaciones sobre los costes de producción.

3.4.2. Vinculación entre variables

Dentro del estudio de vinculación entre variables se han llevado a cabo análisis de técnicas de correlación y test de hipótesis.

ANOVA es una técnica poderosa para analizar la manera en que la media de una variable es afectada por diferentes tipos y combinaciones de factores.

El análisis de la varianza parte de los conceptos de regresión lineal. Un análisis de la varianza permite determinar si diferentes tratamientos muestran diferencias significativas o por el contrario puede suponerse que sus medias poblacionales no difieren.

ANOVA es el acrónimo en inglés de análisis de varianzas, este análisis consiste en utilizar las varianzas para determinar si las medias son diferentes.

La varianza se define como la suma de las desviaciones cuadradas sobre el principal (SS), dividida por los grados de libertad df , como se muestra en la ecuación 35.

$$s^2 = \frac{SS}{df} \quad (35)$$

Esta técnica parte de una población total clasificada en r grupos a los que se les suele denominar niveles o tratamientos, como se muestra en la Tabla 7 (Sanjurjo, 2004).

1	2	...	j	...	R
X_{11}	X_{12}	...	X_{1j}	...	X_{1r}
X_{21}	X_{22}	...	X_{2j}	...	X_{2r}
...
X_{n_11}	X_{n_22}	...	X_{n_jj}	...	$X_{n_r r}$

Tabla 7. Población datos observados.

Donde podemos obtener la media de la muestra del tratamiento j-ésimo de la forma que muestra en la ecuación 36.

$$\bar{x}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} x_{ij} \quad (36)$$

Y la media total de la muestra a través de la ecuación 37.

$$\bar{x}_j = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^r \sum_{i=1}^{n_j} x_{ij} \quad (37)$$

ANOVA prueba la hipótesis nula H_0 que las muestras de dos o más grupos pertenecen a la misma población, que equivale a verificar si los grupos tienen igual varianza en la variable dependiente.

$$H_0 = \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_r$$

$$H_1 = \text{Al menos hay dos medias diferentes}$$

Por tanto se trata de contrastar la hipótesis a un nivel de significancia α dado y con las condiciones siguientes:

- La j-ésima población se distribuye según una $N(\mu_j, \sigma)$ para cada $j = 1, 2, \dots, r$.
- Todas las observaciones son independientes.
- La muestra de tamaño n_j correspondiente a nivel j-ésimo ha sido obtenida por muestreo aleatorio simple para cada j.

Sobre esto, se denomina VE a la llamada variabilidad explicada, que mide las diferencias de las medias por tratamientos a la media total, siendo por tanto la ecuación 38.

$$VE = \sum_j n_j (\bar{x}_j - \bar{x})^2 \quad (38)$$

De la misma forma se denomina VNE a la variabilidad no explicada, que mide las diferencias de cada dato a su media correspondiente, como se observa en la ecuación 39.

$$VNE = \sum_j \sum_i (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 \quad (39)$$

Con las dos variabilidades indicadas, se define en la ecuación 40, lo que se conoce como la igualdad fundamental del análisis de la varianza.

$$VT = VE + VNE \quad (40)$$

Donde VT es la variabilidad total, siendo por tanto esta variabilidad total la mostrada en la ecuación 41.

$$VT = \sum_j \sum_i (x_{ij} - \bar{x})^2 \quad (41)$$

El análisis de varianza parte del concepto de que todo valor observado puede expresarse mediante la ecuación 42 (Spiegel & Stephens, 2002).

$$X_{ij} = \mu_j + e_{ij} \quad (42)$$

donde,

X_{ij} , es la variable objeto de estudio, que se encuentra en la i -ésima fila y en la j -ésima columna.

μ_j , es la media poblacional para el j -ésimo tratamiento.

e_{ij} , mide la desviación de la observación X_{ij} respecto de la media del tratamiento j -ésimo y se le suele llamar perturbación o error. Estos errores se suponen que están normalmente distribuidos con media 0 y varianza σ^2 .

Si μ es la media de la población para todos los tratamientos y se asume la igualdad mostrada en la ecuación 43.

$$\alpha_j = \mu_j - \mu \quad (43)$$

Por lo que podemos escribir de nuevo la ecuación 42 de la siguiente forma, mostrada en la ecuación 44.

$$X_{ij} = \mu + \alpha_j + e_{ij} \quad (44)$$

Donde α_j , es el efecto diferencial del nivel j . Recoge la importancia de cada grupo y es el objetivo del análisis. Dado que los α_j , son efectos diferenciales sobre μ tenemos la igualdad de la ecuación 45.

$$\sum_{j=1}^r \alpha_j = 0. \quad (45)$$

De esta forma la hipótesis nula H_0 de que las medias de los tratamientos son iguales es equivalente a poner lo indicado en la ecuación 46.

$$H_0 : \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_r = 0 \quad (46)$$

Por lo tanto, ANOVA da una sola prueba general de si existen diferencias relevantes entre los grupos o tratamientos, definiendo un índice de importancia. Para interpretar el valor de significado, se puede concluir que las varianzas son significativamente diferentes entre los grupos de datos si son lo suficientemente pequeños, menos de 0,05 (5%), de tal manera que los datos están fuera de un intervalo de confianza del 95%, valor que se ha considera adecuado en los trabajos de investigación estadística.

En la presente investigación ha sido empleado un estudio de ANOVA con un análisis posterior de Tukey HSD (diferencia-significativa-honesta), utilizando el software SPSS 19 para realizar el post-test de las comparaciones de los pares después del ANOVA unidireccional, encontrando los grupos de errores con un comportamiento similar en cada variable climática.

3.4.3. Gráficos de control

Los gráficos de control de variables representan datos de procesos de medición continua, en una secuencia ordenada por tiempo. Las gráficas de control permiten identificar las causas de variación de las variables que se quieran investigar (Minitab, 2017).

Un gráfico de control muestra cuando una variable está fuera rango, permitiendo identificar la presencia de variaciones por distintos factores. Para una rápida visualización de los valores fuera de rango los gráficos de control muestran una línea central, un límite de control superior y un límite de control inferior. La línea central representa la media del proceso y los límites de control representan la variación del proceso. Los límites de control se suelen fijar a distancias de tres veces la desviación típica (3σ) por encima y por debajo de la línea central.

Los puntos que se encuentran de forma aleatoria dentro de los límites de control indican están dentro de la normalidad y presentan solamente una variación de causa común. Los

puntos que se encuentran fuera de los límites de control o que muestran un patrón no aleatorio, indican la existencia de una variación por causas especiales.

En la presente investigación para la predicción de un posible fallo en base a los datos climáticos, se ha llevado a cabo un estudio de gráficos de control de dichas variables en periodos de funcionamiento correcto y sometido a estudio cada uno de los fallos experimentados, en base a los criterios de interpretación de los gráficos de control con la intención de determinar los límites de control de cada variable climática en base a datos reales del parque e, incluso, las tendencias existentes antes de pronunciarse el fallo.

Para realizar los gráficos de control, se ha utilizado el software Minitab, el cual nos ofrece dichos gráficos de manera automática. A pesar de ello, dada la necesidad de programación del tratamiento de datos también ha sido necesario crear dichos gráficos en MS Excel.

3.4.4. Superficie de respuesta

Un diseño de superficie de respuesta es un conjunto de técnicas avanzadas matemáticas y estadísticas, que nos permiten entender mejor y optimizar las respuestas de los procesos (Minitab, 2017) y realizar un análisis de procesos donde una variable es influenciada por otras. Las superficies de respuestas se utilizan, por tanto, para el refinado de los modelos después de haber determinado los factores importantes.

El objetivo de las superficies de repuesta es determinar valores razonables de la variable de respuesta y, seguidamente, determinar el modelo matemático que mejor se adapta a los valores obtenidos y de esta forma establecer los valores de las variables que optimizan el valor de la variable de respuesta (Yepes, 2016).

Las superficies de respuesta no persiguen, por tanto, el modelo que más se ajusta entre los probados sino encontrar las condiciones óptimas de operación del proceso.

El primer paso para la generación de una superficie de respuesta es determinar que variables están influenciando la respuesta de interés. Tras identificar dichas variables se puede determinar la superficie de respuesta mediante un modelo de primer grado o segundo grado.

En el caso del modelo de primer grado se crea a través de un polinomio de primer orden determinado por las ecuaciones 47 y 48 (Box & Wilson, 1951).

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_i) + \varepsilon \quad (47)$$

$$y = \beta_0 + \sum \beta_i x_i + \varepsilon \quad (48)$$

Donde x_1, x_2, \dots, x_i son las variables independientes, $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_i$ son los parámetros de regresión de la superficie estimada a partir de los datos experimentales y ε es el error experimental (Martínez, Estrems, Miguel & Garrido, 2009).

El modelo de primer orden es usado cuando se busca aproximar la superficie de respuesta sobre una región relativamente pequeña del espacio variable independiente en una ubicación donde hay poca curvatura en la función de respuesta.

En la mayoría de ocasiones la curvatura en la superficie de respuesta es lo suficientemente fuerte como para que el modelo de primer orden no pueda definirla de forma correcta, en estos casos se requiere el empleo de un modelo de segundo orden (Carley, Kammeva & Reminga, 2004). En este caso se determina la superficie de respuesta mediante un polinomio de segundo orden indicado en la ecuación 49.

$$y = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_j + \sum_{j=1}^k \beta_{jj} x_j^2 + \sum_i \sum_{j=2}^k \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad (49)$$

En el caso de tener un modelo con dos variables el modelo del primer orden se expresaría mediante la ecuación 50 y el de segundo orden mediante la ecuación 51.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \varepsilon \quad (50)$$

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_{11} x_1^2 + \beta_{22} x_2^2 + \beta_{12} x_1 x_2 + \varepsilon \quad (51)$$

En el caso del modelo de segundo orden la ecuación de una superficie de respuesta nos aporta la adición de términos elevados al cuadrado (o cuadráticos), a diferencia de una ecuación de un diseño factorial, que permiten modelar la curvatura en la respuesta, lo que nos aporta las siguientes ventajas (Minitab, 2017) (Carley et al., 2004):

- Mapear una región de una superficie de respuesta. Las ecuaciones de superficie de respuesta registran cómo los cambios en las variables varían una respuesta de interés.
- Hallar los niveles de las variables que optimizan una respuesta.
- Seleccionar las condiciones operativas para cumplir con las especificaciones.
- El modelo de segundo orden es muy flexible. Puede tomar una amplia variedad de formas funcionales, por lo que funciona bien como una aproximación a la superficie de respuesta.
- Existe una considerable experiencia práctica que indica que los modelos de segundo orden funcionan bien para resolver problemas de superficie de respuesta reales.

El software Minitab 18, empleado para la realización de las superficies de respuesta en esta investigación, nos permite la realización de gráficas de contornos lo que nos permite una visualización de la forma tridimensional de la superficie de respuesta. Estas gráficas de contorno nos permiten analizar los niveles de los factores en los que se da un cambio de forma o altura de la superficie de respuesta.

3.4.5. Redes neuronales artificiales

Las redes neuronales artificiales (RNA) son sistemas de procesamiento de la información cuya estructura y funcionamiento están inspirados en las redes neuronales biológicas (Hilera & Martínez, 1995). Las redes neuronales están formadas por elementos simples llamados nodos o neuronas que están organizados en capas.

Como se ha indicado las RNA emulan el funcionamiento de las redes neuronales biológicas por lo que cada nodo está conectado al resto de nodos mediante enlaces, cada uno de los cuales tiene asociado un peso. Estos pesos representan la información que será usada para resolver el problema a estudio (Palmer & Montaña, 1999).

Las redes neuronales artificiales son sistemas adaptativos que adquieren aprendizaje mediante el entrenamiento con datos de un proceso, lo que les permite resolver nuevos casos no tratados en la fase de entrenamiento.

Si bien las RNA representan una herramienta muy potente de resolución de problemas, presentan limitaciones a la hora de establecer una solución óptima como cuando no se tienen un número elevado de casos a estudio, cuando se tienen algunos datos incoherentes o con ruido o cuando se presentan un elevado número de variables de entrada. Por dicho motivo las redes neuronales deben utilizarse como una alternativa más para la resolución de problemas, siendo por tanto un complemento más al resto de métodos empleados.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

4. RESULTADOS

En el presente capítulo se llevará a cabo una descripción de los resultados en cada uno de los estudios realizados para la determinación de la vinculación existente entre el clima y el mantenimiento eólico. De esta manera, en una primera sección se determina la correlación existente entre variables de funcionamiento para que, a continuación, se realice un análisis estadístico del test de hipótesis que muestra la relación existente entre ciertas variables climáticas y algunos tipos de fallos comunes. Posteriormente, para la caracterización de los valores numéricos que definen cada uno de los grupos de error y su posible predicción se han empleado técnicas de gráficos de control.

Ante la imposibilidad determinista de la caracterización de dichos errores se recurre a la técnica de superficies de respuesta que han permitido obtener los modelos multidimensionales correspondientes para un nivel de correlación aceptable. Dichos modelos permiten definir un sistema de control que se anticipe a un fallo a la hora de acercarse las condiciones climáticas a las condiciones definidas por cada una de las superficies asociadas a cada uno de los errores. Esta técnica de control permitirá aumentar la disponibilidad del parque y con sus correspondientes beneficios económicos.

4.1. ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA

4.1.1. Condiciones climáticas

Como se ha indicado, se ha analizado el funcionamiento de un parque eólico, y los principales errores fueron asociados con condiciones meteorológicas: temperatura, humedad relativa, velocidad del aire y dirección del viento, con la ayuda de una estación meteorológica cercana. Se captaron los datos de las condiciones meteorológicas con una frecuencia de 10 min durante un período de 1 año, obteniendo aproximadamente 60 000 muestras.

Como resultados de estos datos en las Figuras 23 hasta la 26 se muestran la distribución de frecuencias, así como la evolución a lo largo de un año de las variables dirección del viento, temperatura exterior, humedad relativa y velocidad del viento, respectivamente.

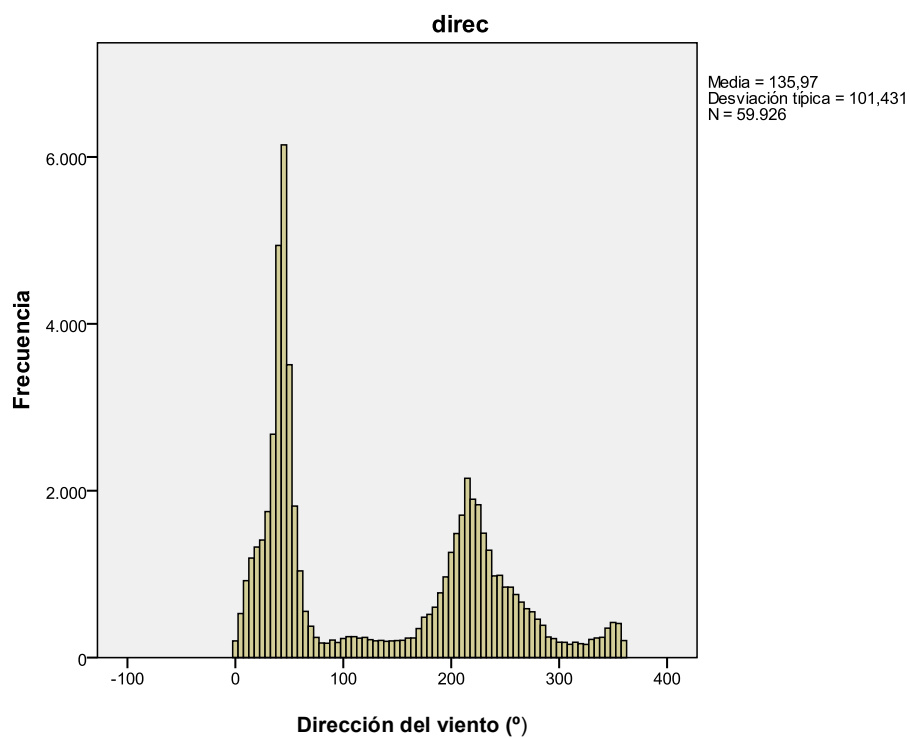


Figura 23. Distribución de frecuencia para cada dirección del viento.

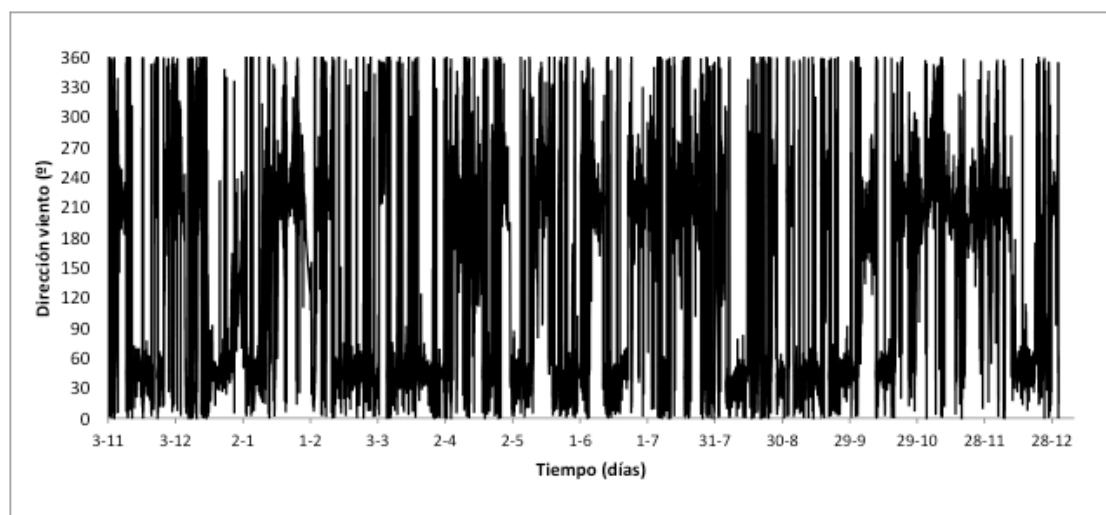


Figura 24. Distribución de la dirección del viento en el año a estudio.

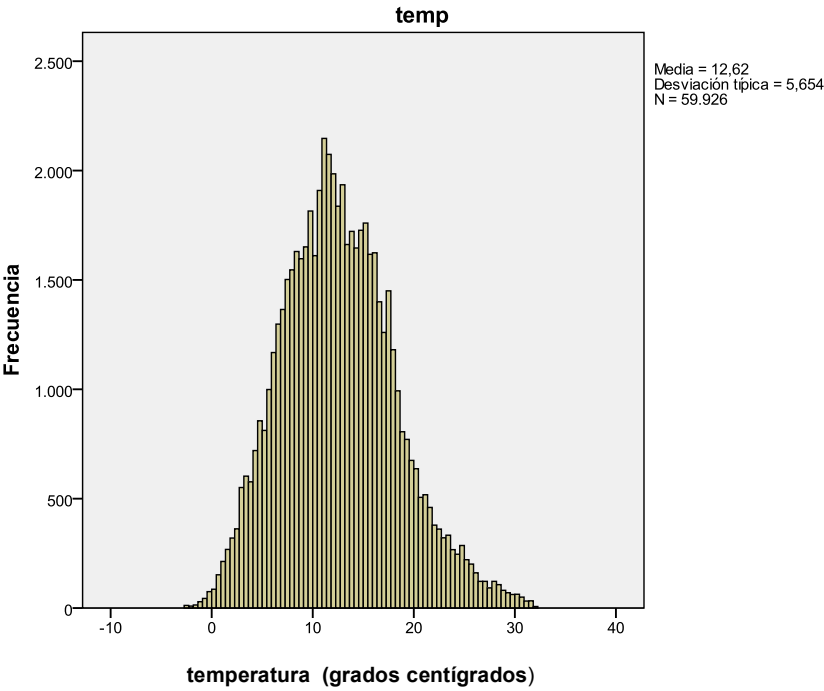


Figura 25. Distribución de la frecuencia de la temperatura en el año a estudio.

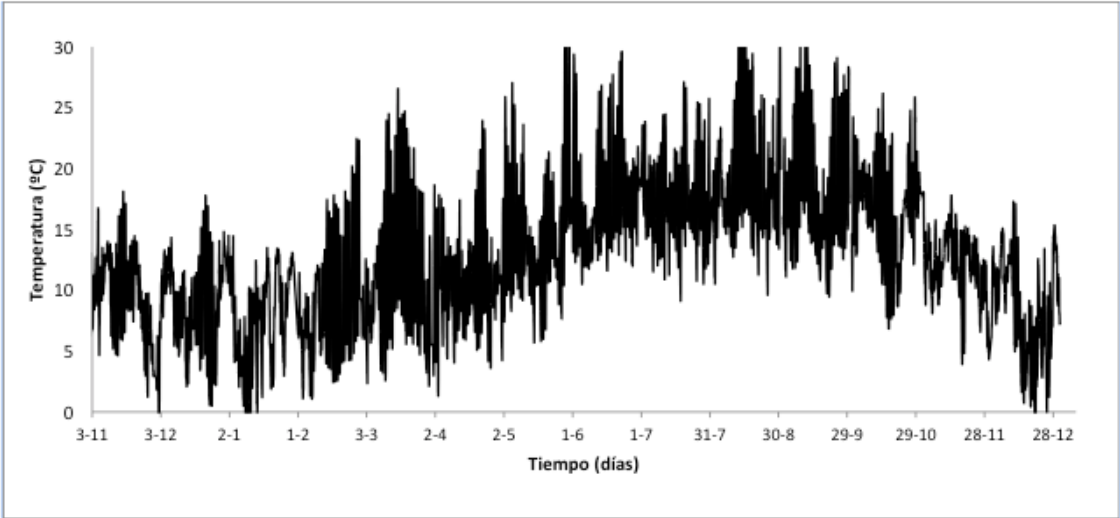


Figura 26. Temperatura exterior a lo largo del año a estudio.

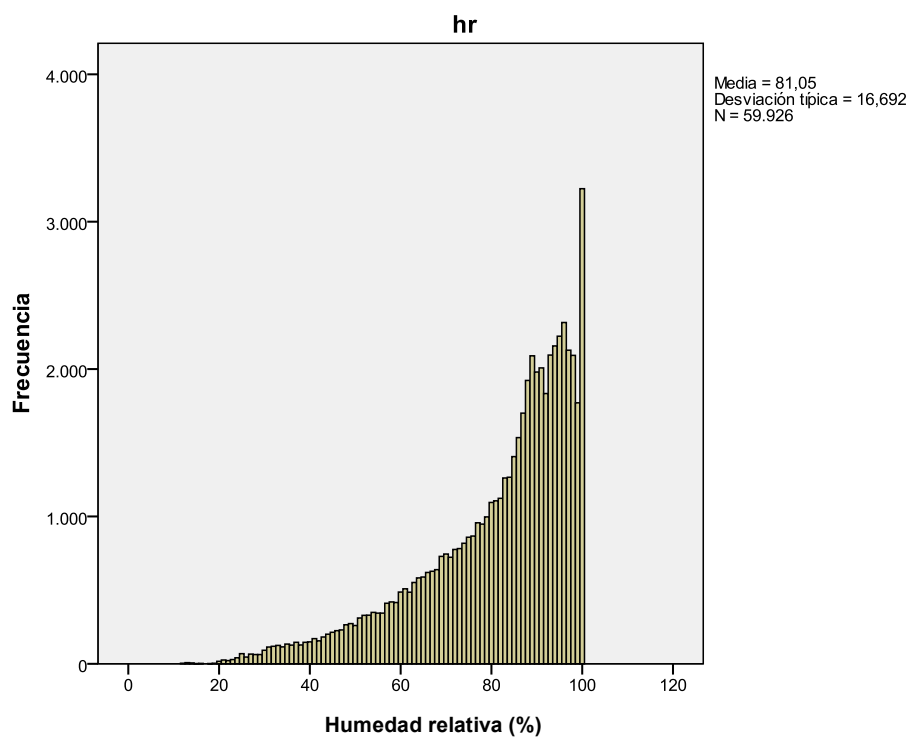


Figura 27. Distribución de frecuencias de la humedad relativa en el año a estudio.

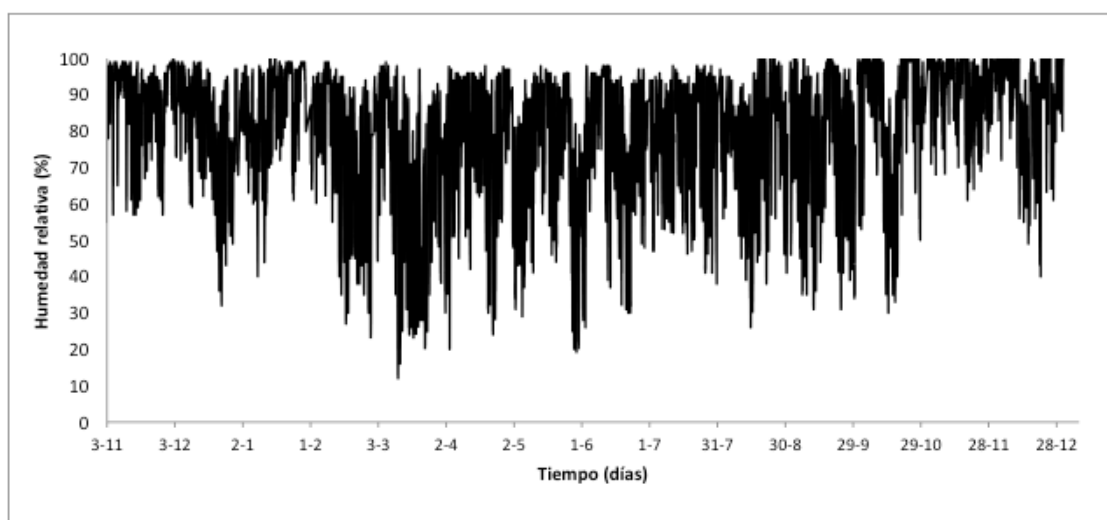


Figura 28. Humedad relativa exterior a lo largo del año a estudio.

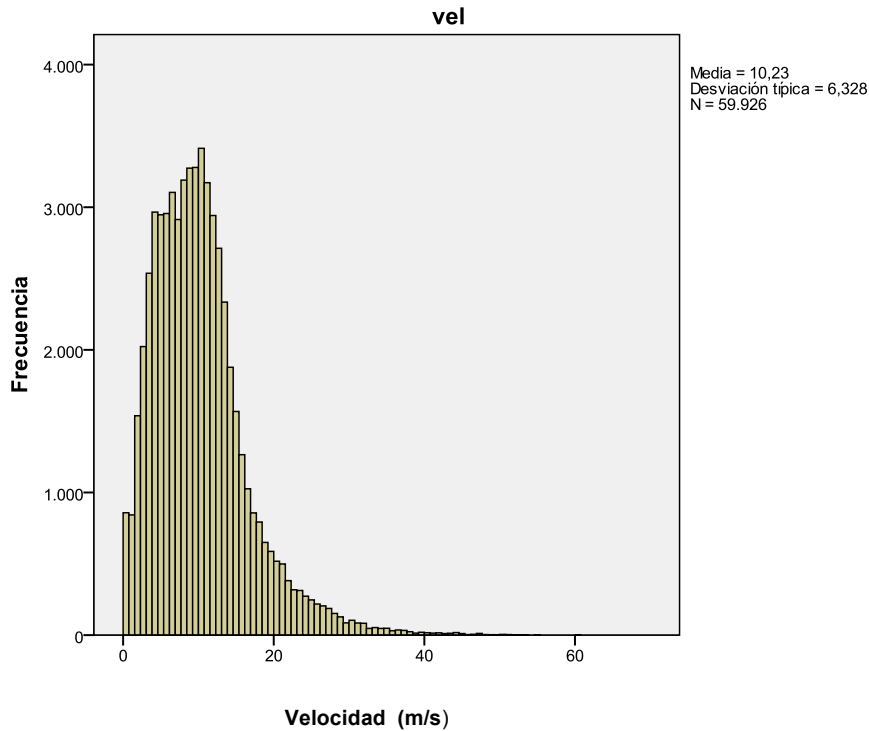


Figura 29. Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en el año a estudio.

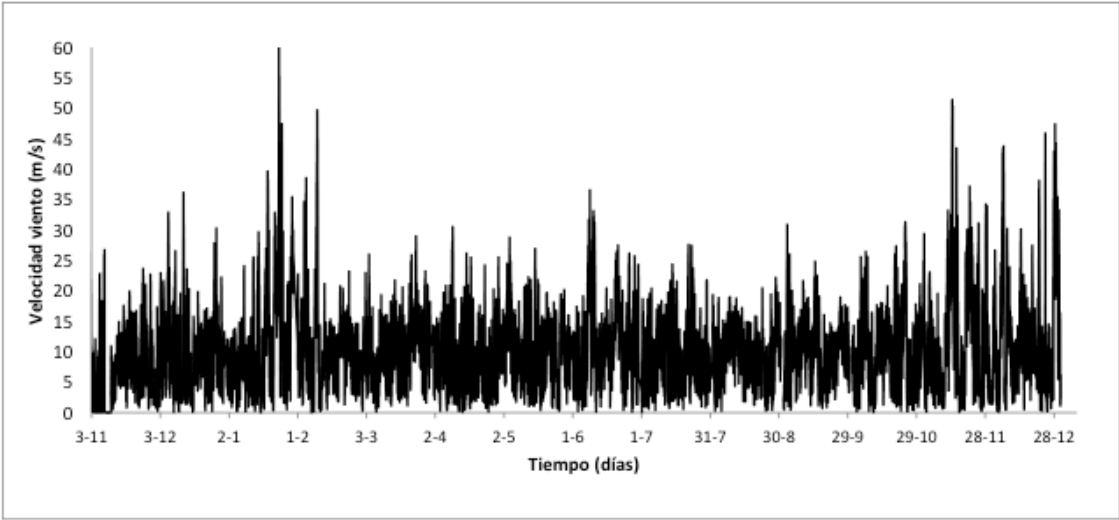


Figura 30. Velocidad viento exterior a lo largo del año a estudio.

Para llevar el cabo el estudio de los vientos predominantes ha sido necesaria la representación de las variables termodinámicas respecto a la dirección del viento, tal y como se parecía en las Figuras 31 y 32.

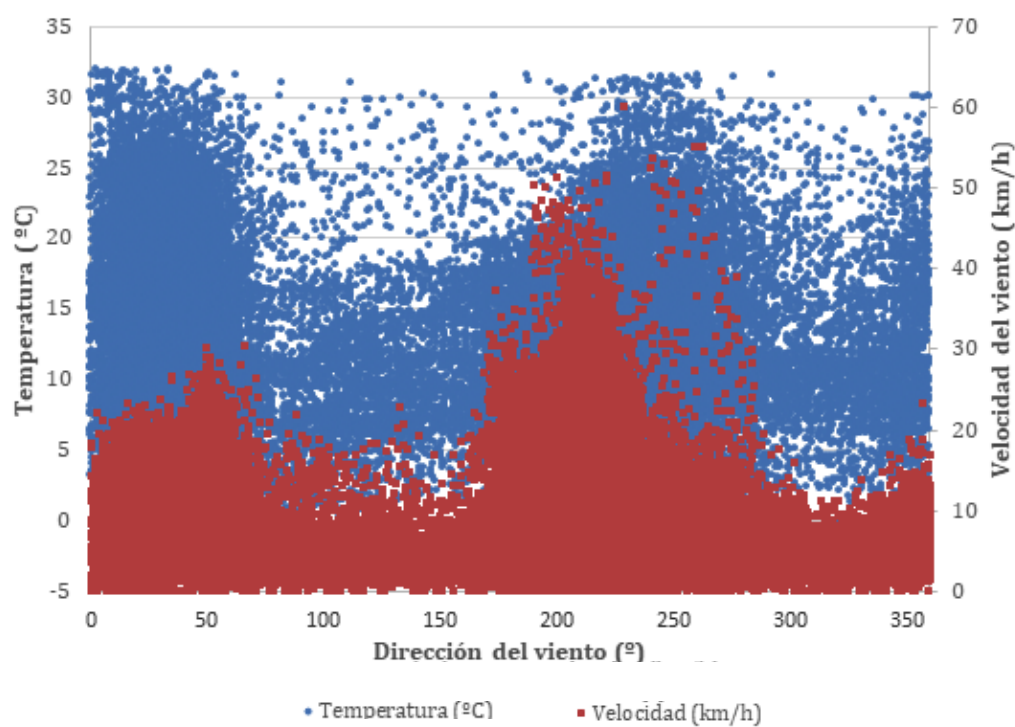


Figura 31. Temperatura y velocidad del aire para cada orientación del viento indicado.

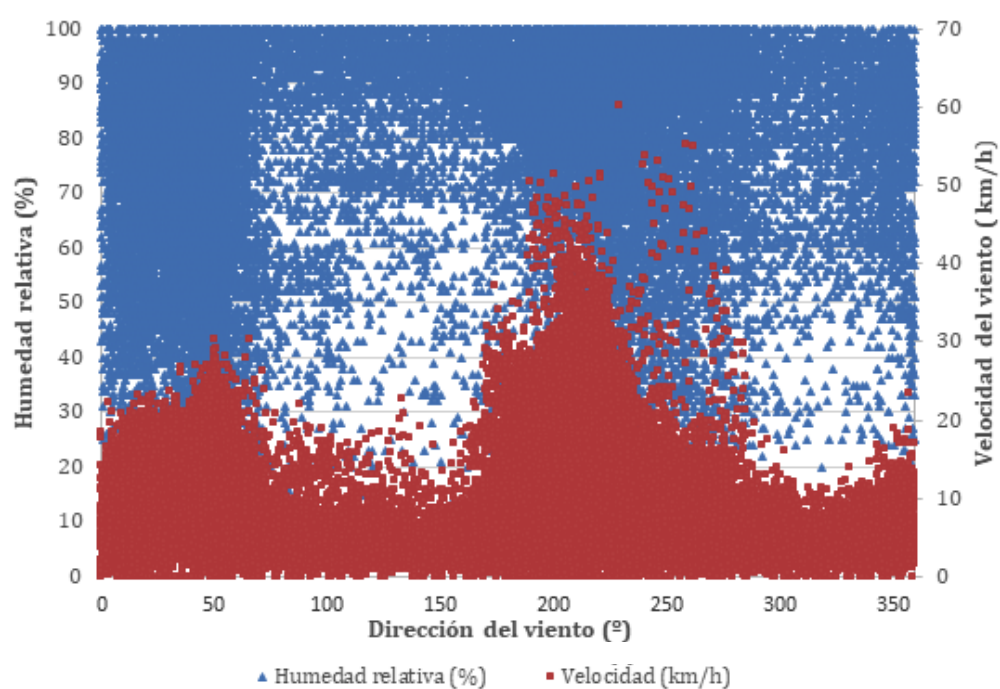


Figura 32. Humedad relativa y velocidad del aire para cada orientación del viento incidente.

4.1.2. Errores

En esta sección se llevará a cabo un análisis de la frecuencia de cada uno los fallos definidos en el apartado 3.2 así como su evolución a lo largo del tiempo, tal y como se refleja en la Tabla 8 y Figuras 33 a 36.

En la Tabla 8 se añade a los errores indicados en la Tabla 6 del apartado 3.2, el error 0 que no representa un error en sí mismo sino el funcionamiento normal del parque (resaltado en negrilla en la tabla) que supone, como es lógico, un porcentaje muy alto del 98,1 %. Dicho estado de funcionamiento normal se utilizará como valor comparativo.

Por otro lado aquellos errores que presentan una frecuencia baja (sombreados en la tabla) no se han tenido en cuenta en el estudio por su baja significancia.

	Frecuencia	Porcentaje
0	58822	98,1
1	381	,6
2	32	,1
3	179	,3
4	37	,1
5	34	,1
6	3	,0
7	7	,0
8	105	,2
9	58	,1
10	79	,1
11	11	,0
12	41	,1
14	3	,0
15	4	,0
17	22	,0
18	6	,0
19	2	,0
20	5	,0
21	2	,0
22	8	,0
23	2	,0
24	3	,0
25	5	,0
26	5	,0
27	2	,0
28	4	,0
29	3	,0
30	25	,0
31	3	,0
32	3	,0
35	11	,0
37	2	,0
38	2	,0
39	3	,0
40	5	,0
42	2	,0
43	4	,0
44	6	,0
45	3	,0

Tabla 8. Frecuencia de los principales errores del parque.

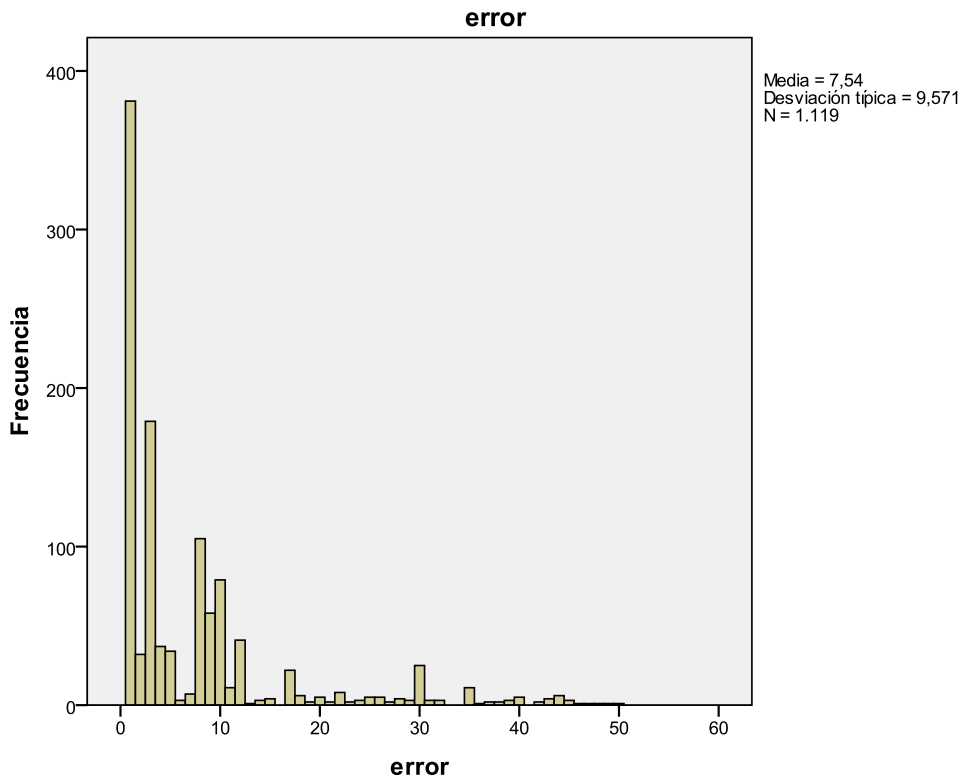


Figura 33. Frecuencia de cada tipo de fallo.

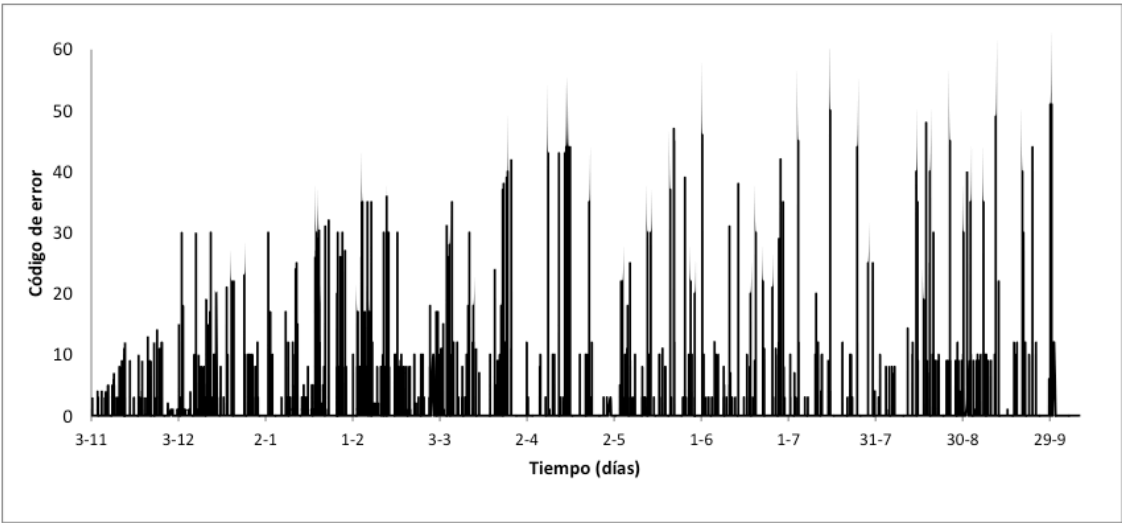


Figura 34. Errores de los aerogeneradores en el tiempo.

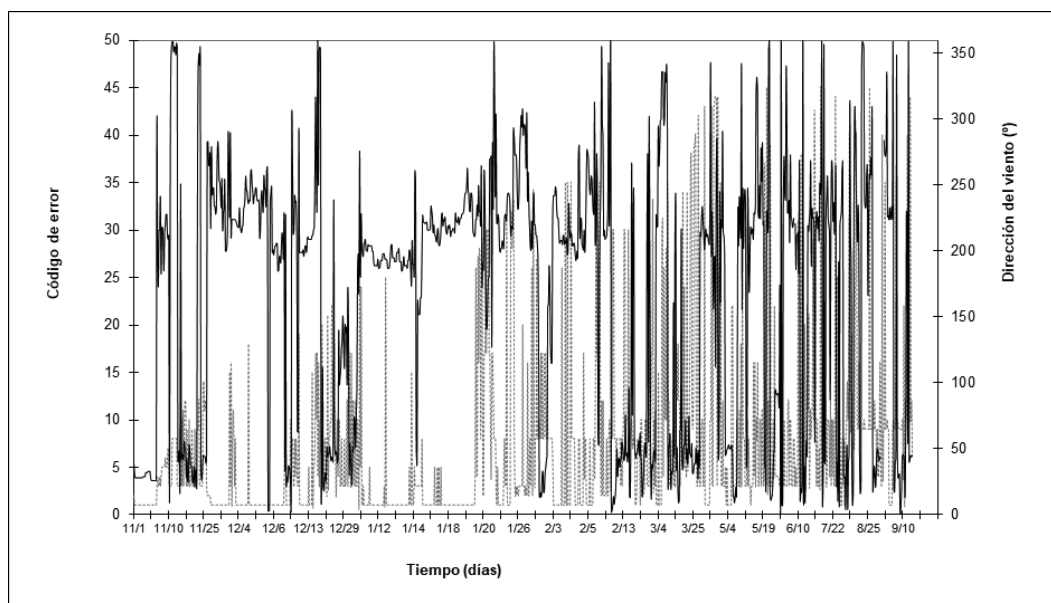


Figura 35. Errores y dirección del viento a lo largo del año.

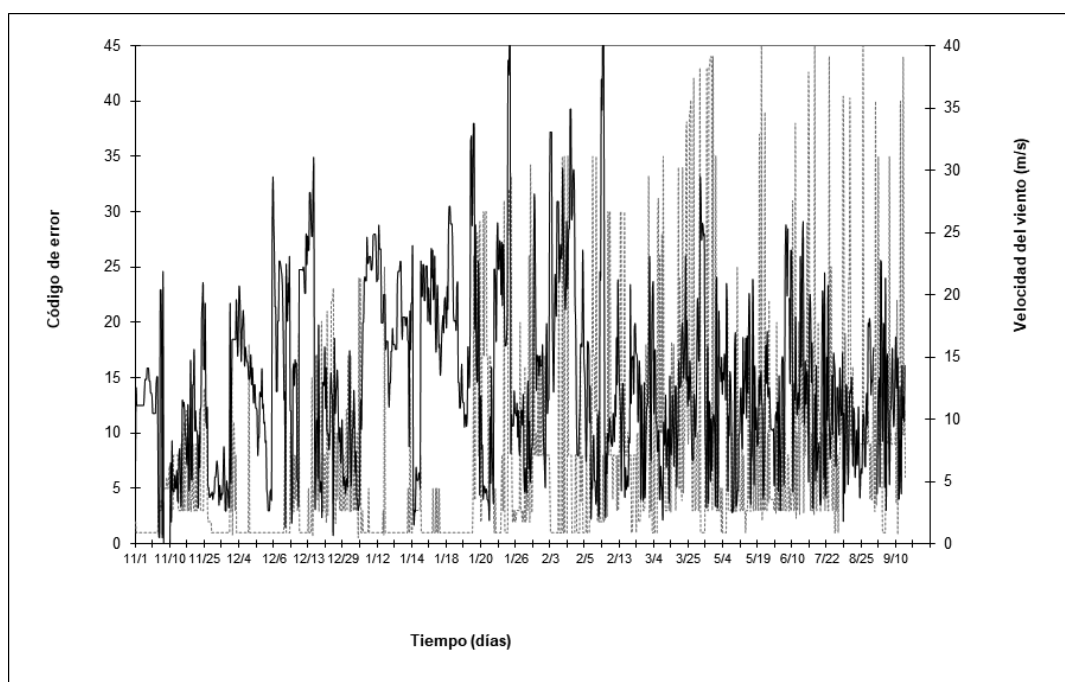


Figura 36. Errores y velocidad del viento a lo largo del año.

4.2. VINCULACIÓN ENTRE VARIABLES

En la presente sección se llevará a cabo un estudio de vinculación de variables en base a un análisis inicial de la correlación y test de hipótesis entre variables climáticas y errores.

4.2.1. Errores

El estudio de correlación entre temperatura, humedad relativa, dirección del viento y velocidad del viento respecto a cada uno de los errores ha sido reflejado en la Tabla 9. Por otra parte, el mismo estudio de correlación ha sido realizado entre las variables de funcionamiento de un aerogenerador y la potencia producida, tal y como se aprecia en la Tabla 10.

	<i>texto_error</i>	<i>Velocidad del Viento (km/h)</i>	<i>Dirección del Viento (Grados)</i>	<i>Temp. media del aire (°C)</i>	<i>Humedad relativa media (%)</i>
texto_error	1				
Velocidad del viento (km/h)	0,060522774	1			
Dirección del viento (Grados)	0,045525686	-0,027184173	1		
Temp. media del aire (°C)	-0,02291501	0,09948198	0,05882293	1	
Humedad relativa media (%)	-0,006953516	-0,064813254	0,71355316	-0,50698981	1

Tabla 9. Correlación entre variables climáticas.

	<i>POT_MDIA</i>	<i>Veloc. Viento</i>	<i>T^a Góndola</i>	<i>T^a Multiplicador</i>	<i>T^a Ambiente</i>
POT_MDIA	1				
Veloc. Viento	0,9130859	1			
T ^a Góndola	0,15939745	0,05020392	1		
T ^a Multiplicador	0,36058827	0,32321261	0,26896659	1	
T ^a Ambiente	-0,36573618	-0,34441869	0,75465916	0,06227847	1

Tabla 10. Correlación entre condiciones climáticas y variables de un aerogenerador.

Como es lógico, se puede apreciar en la Tabla 10 la fuerte correlación entre la velocidad del viento y la potencia media, y entre la temperatura ambiente y la temperatura de la góndola del aerogenerador (se han resaltado los valores en negrilla).

4.2.2. Test de hipótesis

En trabajos anteriores ha sido posible determinar la existencia de forma significativa entre errores y condiciones climáticas en el momento en que suceden los mismos. En la presente sección se pretende dar un paso más y determinar con mayor profundidad la existencia de grupos de errores en base a las condiciones climáticas. De esta manera, se ha denominado error 0 a las condiciones existentes en período de no fallo y se ha enfrentado a las condiciones climáticas existentes en el momento de cada uno de los fallos tal y como se refleja en las Tablas 11 a 14 para las variables velocidad, dirección, temperatura y humedad relativa respectivamente.

En la tablas indicadas en el párrafo anterior se resalta aquellos errores que no presentan significancia con las variables enfrentadas.

(J) error		Diferencia de medias (I-J)	Error típico	Sig.	Intervalo de confianza al	
					Límite	Límite
	1	-6,387	,342	,000	-7,77	-5,01
	2	-2,234	1,829	1,000	-10,45	5,99
	3	-,577	,418	1,000	-2,28	1,13
	4	-1,275	1,091	1,000	-6,12	3,57
	5	-4,615	1,676	,914	-12,10	2,87
	6	5,405	4,777	1,000	-65,93	76,74
	7	5,120	1,259	,343	-3,14	13,38
	8	-1,881	,722	,990	-4,87	1,11
	9	-,508	,645	1,000	-3,26	2,25
	10	,145	,501	1,000	-1,96	2,25
	11	-2,570	1,238	,991	-9,38	4,24
	12	1,563	,580	,941	-1,00	4,12
	14	-2,969	,850	,602	-15,64	9,70
	15	-8,081	2,917	,772	-37,00	20,84
	17	1,589	,806	1,000	-2,22	5,39
	18	-1,452	1,965	1,000	-15,48	12,57
	19	6,531	,451	,182	-16,77	29,83
	20	1,771	1,306	1,000	-8,78	12,32
	21	-6,579	7,650	1,000	-408,50	395,35
	22	-4,304	1,182	,457	-11,60	2,99
	23	7,446	2,015	,636	-98,34	113,24
	24	1,965	2,812	1,000	-40,03	43,96
	25	,871	2,846	1,000	-22,13	23,87
	26	-6,927	5,771	1,000	-53,56	39,71
	27	-13,524	1,925	,368	-114,58	87,53
	28	-9,221	7,524	1,000	-83,81	65,37
	29	1,745	2,860	1,000	-40,96	44,45
	30	1,186	1,060	1,000	-3,73	6,10
	31	-6,009	4,514	1,000	-73,42	61,40
	32	-29,159	1,182	,019	-46,79	-11,53
	35	,678	2,525	1,000	-13,22	14,57
	37	-8,019	4,880	,956	-264,39	248,35
	38	-2,224	,775	,756	-42,73	38,29
	39	-1,172	1,998	1,000	-31,00	28,66
	40	-2,994	,686	,382	-9,78	3,79
	42	1,666	1,745	1,000	-89,92	93,26
	43	1,656	3,276	1,000	-30,82	34,14
	44	,751	,928	1,000	-5,86	7,37
	45	-,162	1,776	1,000	-26,67	26,34

Tabla 11. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la velocidad del viento.

(J) error		Diferencia de medias (I-J)	Error típico	Sig.	Intervalo de confianza al	
					Límite	Límite
	1	-57,787	3,532	,000	-72,03	-43,55
	2	-73,385	16,218	,046	-146,27	-,50
	3	-27,152	8,147	,507	-60,41	6,10
	4	-9,389	17,375	1,000	-86,51	67,73
	5	-41,843	11,429	,311	-92,86	9,18
	6	-23,666	57,048	1,000	-875,53	828,20
	7	-30,523	30,315	1,000	-229,39	168,34
	8	-32,266	10,790	,839	-76,98	12,45
	9	-7,263	15,956	1,000	-75,46	60,93
	10	-1,882	13,311	1,000	-57,72	53,96
	11	-14,030	29,146	1,000	-174,42	146,36
	12	12,755	18,477	1,000	-68,82	94,33
	14	88,000	2,370	,006	55,18	120,82
	15	-91,166	25,042	,534	-339,33	157,00
	17	-11,348	23,282	1,000	-121,33	98,64
	18	-22,500	39,845	1,000	-306,87	261,87
	19	-104,666	50,002	,888	-2730,90	2521,57
	20	-12,666	75,887	1,000	-625,92	600,59
	21	5,834	85,501	1,000	-4486,00	4497,67
	22	89,834	1,487	,000	81,17	98,50
	23	-138,166	34,503	,598	-1949,61	1673,28
	24	-50,333	67,766	1,000	-1062,28	961,62
	25	-6,066	50,148	1,000	-411,30	399,17
	26	-100,866	15,389	,102	-225,12	23,38
	27	-84,166	7,512	,235	-472,83	304,50
	28	-124,416	24,817	,285	-370,35	121,52
	29	-109,666	47,824	,876	-823,76	604,42
	30	-6,066	19,368	1,000	-95,84	83,71
	31	-122,333	39,255	,684	-708,42	463,75
	32	-80,666	2,123	,005	-109,53	-51,80
	35	-60,939	26,081	,960	-204,46	82,58
	37	92,834	3,525	,096	-81,30	266,97
	38	103,334	12,007	,304	-523,66	730,32
	39	104,334	6,571	,043	7,18	201,49
	40	-5,416	56,691	1,000	-567,43	556,60
	42	11,834	96,501	1,000	-5058,02	5081,69
	43	-52,666	10,724	,298	-158,73	53,39
	44	-38,666	33,656	1,000	-278,86	201,52
	45	-108,333	8,101	,061	-228,51	11,85

Tabla 12. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la dirección de viento.

(J) error		Diferencia de medias (I-J)	Error típico	Sig.	Intervalo de confianza al	
					Límite	Límite
	1	3,006	,132	,000	2,48	3,54
	2	4,413	,601	,000	1,71	7,11
	3	-,823	,456	1,000	-2,69	1,04
	4	-1,808	1,222	1,000	-7,23	3,62
	5	2,248	,532	,090	-,12	4,62
	6	-3,787	3,296	1,000	-53,00	45,42
	7	-5,156	2,570	,983	-22,02	11,70
	8	1,410	,441	,654	-,42	3,24
	9	-6,210	,664	,000	-9,05	-3,37
	10	-,077	,726	1,000	-3,12	2,97
	11	-1,965	1,695	1,000	-11,29	7,36
	12	1,065	1,184	1,000	-4,16	6,29
	14	2,587	2,290	1,000	-31,61	36,78
	15	3,899	,458	,075	-,63	8,43
	17	7,731	,523	,000	5,26	10,20
	18	-5,483	2,738	,977	-25,02	14,06
	19	-6,663	8,810	1,000	-469,54	456,22
	20	-3,951	4,195	1,000	-37,85	29,95
	21	-2,418	2,495	1,000	-133,46	128,62
	22	-,118	2,016	1,000	-12,56	12,32
	23	-8,628	8,255	1,000	-442,35	425,09
	24	5,230	2,159	,847	-27,01	37,47
	25	-4,207	3,301	1,000	-30,88	22,47
	26	2,921	,802	,506	-3,55	9,39
	27	,617	,740	1,000	-38,09	39,32
	28	2,007	,714	,761	-5,06	9,07
	29	1,593	4,553	1,000	-66,41	69,59
	30	3,261	,998	,588	-1,36	7,89
	31	,503	2,635	1,000	-38,84	39,85
	32	,260	,044	,145	-,10	,62
	35	,584	2,284	1,000	-11,99	13,15
	37	-3,343	2,440	1,000	-131,49	124,80
	38	-2,818	6,715	1,000	-355,62	34,,98
	39	3,337	2,046	,982	-27,21	33,88
	40	-4,946	4,065	1,000	-45,24	35,35
	42	-2,963	,421	,365	-24,73	18,80
	43	4,407	,692	,162	-2,45	11,26
	44	,295	2,089	1,000	-14,62	15,21
	45	-6,733	1,207	,306	-24,74	11,27

Tabla 13. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la temperatura exterior.

(J) error		Diferencia de medias (I-J)	Error típico	Sig.	Intervalo de confianza al	
					Límite	Límite
	1	-7,086	,532	,000	-9,23	-4,94
	2	-4,212	2,192	1,000	-14,06	5,64
	3	7,900	1,395	,000	2,21	13,59
	4	7,319	4,214	1,000	-11,39	26,03
	5	-2,872	3,583	1,000	-18,87	13,12
	6	-,931	13,577	1,000	-203,68	201,82
	7	10,498	9,343	1,000	-50,80	71,79
	8	5,041	1,553	,603	-1,40	11,48
	9	10,929	2,113	,002	1,90	19,96
	10	5,715	2,155	,978	-3,33	14,76
	11	11,433	4,946	,965	-15,79	38,65
	12	3,175	2,591	1,000	-8,27	14,62
	14	4,403	5,667	1,000	-80,20	89,01
	15	-13,931	2,274	,178	-36,44	8,58
	17	-6,431	1,225	,017	-12,21	-,65
	18	27,569	11,806	,920	-56,70	111,84
	19	11,069	16,000	1,000	-829,53	851,67
	20	12,869	12,591	1,000	-88,88	114,62
	21	10,069	6,000	,951	-304,99	325,13
	22	14,569	2,707	,099	-2,12	31,26
	23	29,569	4,501	,391	-206,61	265,75
	24	28,736	8,686	,641	-100,97	158,44
	25	8,669	7,454	1,000	-51,57	68,90
	26	-6,131	3,917	,998	-37,78	25,51
	27	-8,931	9,000	1,000	-481,68	463,82
	28	-10,931	3,895	,762	-49,53	27,67
	29	5,736	7,173	1,000	-101,36	112,83
	30	-4,491	2,453	1,000	-15,86	6,88
	31	-11,264	5,239	,906	-89,47	66,95
	32	-16,931	,069	,036	-17,22	-16,64
	35	1,251	5,312	1,000	-27,98	30,48
	37	25,569	25,500	1,000	-1314,21	1365,34
	38	9,569	3,501	,778	-174,00	193,13
	39	1,403	3,181	1,000	-46,04	48,85
	40	6,319	7,204	1,000	-65,10	77,73
	42	1,569	16,500	1,000	-865,30	868,44
	43	-6,431	2,399	,797	-30,18	17,32
	44	-,097	5,083	1,000	-36,37	36,17
	45	12,403	3,384	,567	-38,08	62,88

Tabla 14. Análisis de significancia de cada fallo y el no fallo (error 0) para la humedad relativa.

4.3. GRÁFICOS DE CONTROL

Los gráficos de control de variables nos permitirán determinar si las condiciones climáticas en el momento de fallo se encuentran dentro de sus condiciones normales de funcionamiento.

Para ello, se ha determinado, la media y desviación típica durante su funcionamiento en periodo de no fallo (error 0) y en base a los resultados obtenidos en forma de límites de control superior e inferior se ha podido representar para cada una de las variables climáticas los estados donde han sucedido los principales fallos asociados estadísticamente a las mismas, tal y como se aprecia en las Figuras 37 a 41.

Tal y como se ha indicado anteriormente, para el desarrollo de estos diagramas se ha utilizado el software Minitab y SPSS. Ante las limitaciones de estos recursos de software a la hora de implementar nuevos condicionantes en dichos estudios, se ha procedido a la elaboración de los correspondientes diagramas en MS Excel.

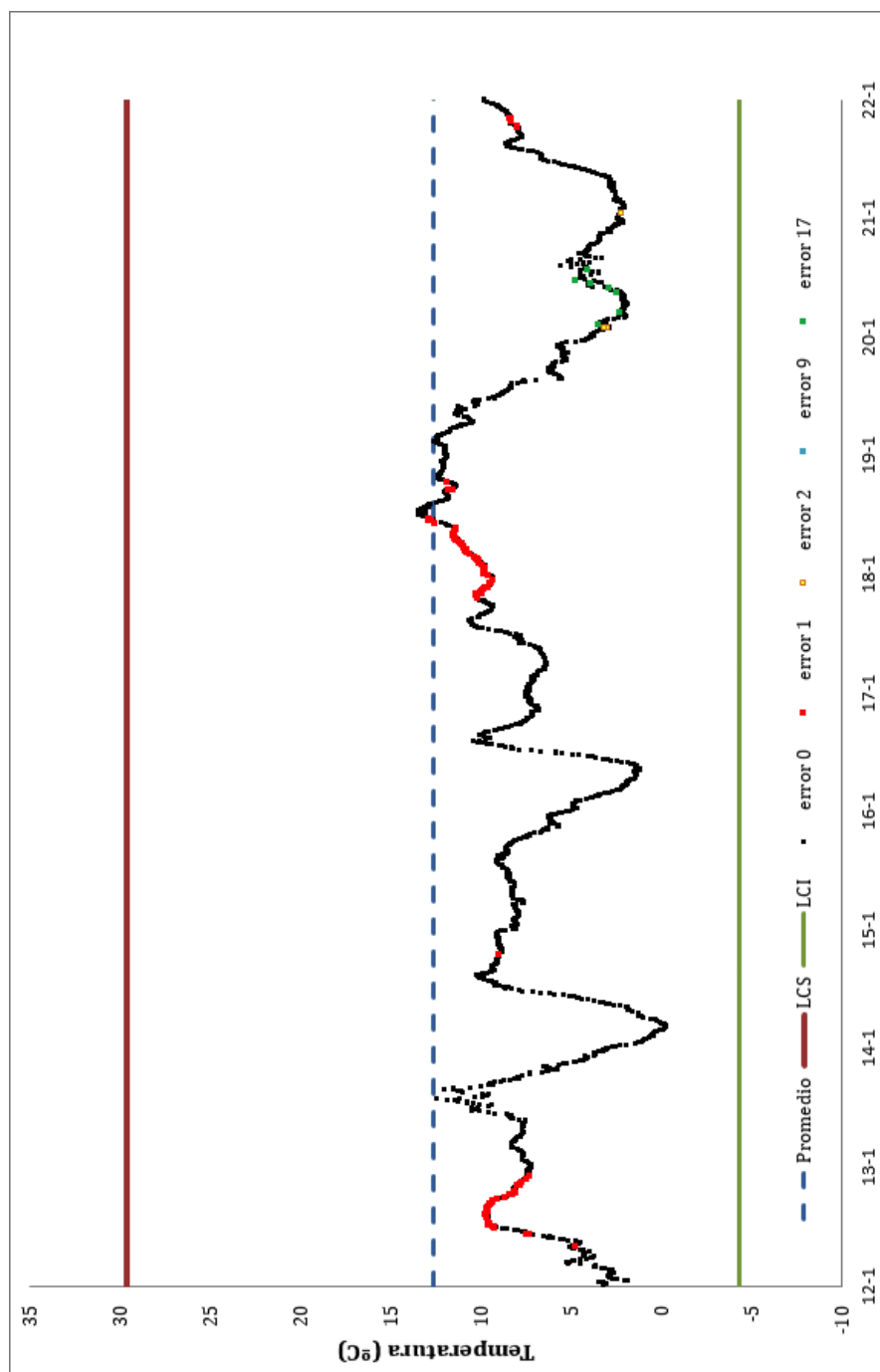


Figura 37. Gráfico de control mensual de la temperatura exterior con límites anuales.

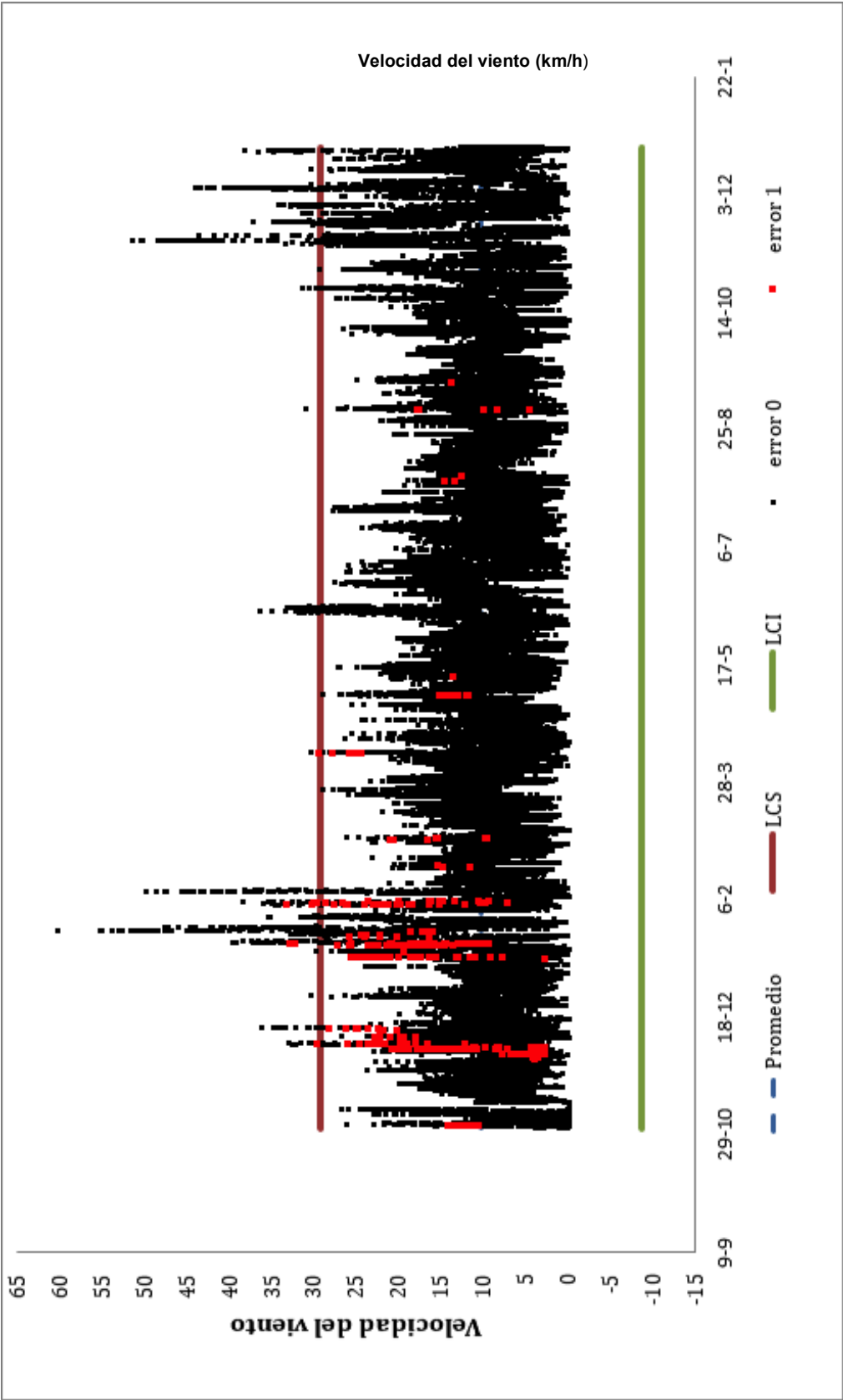


Figura 38. Gráfico de control anual de la velocidad del viento con límites anuales.

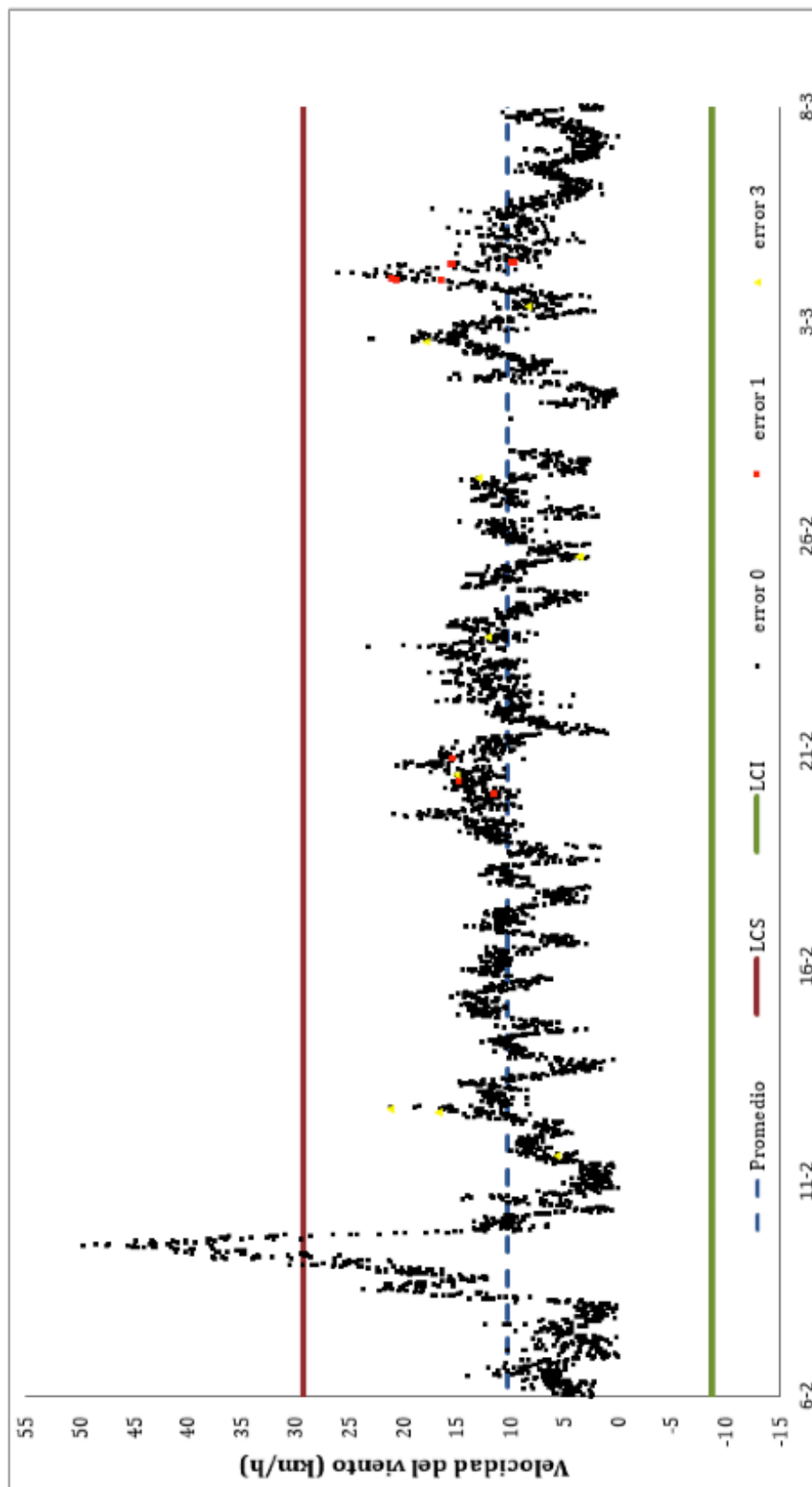


Figura 39. Gráfico de control mensual de la velocidad del viento con límites anuales.

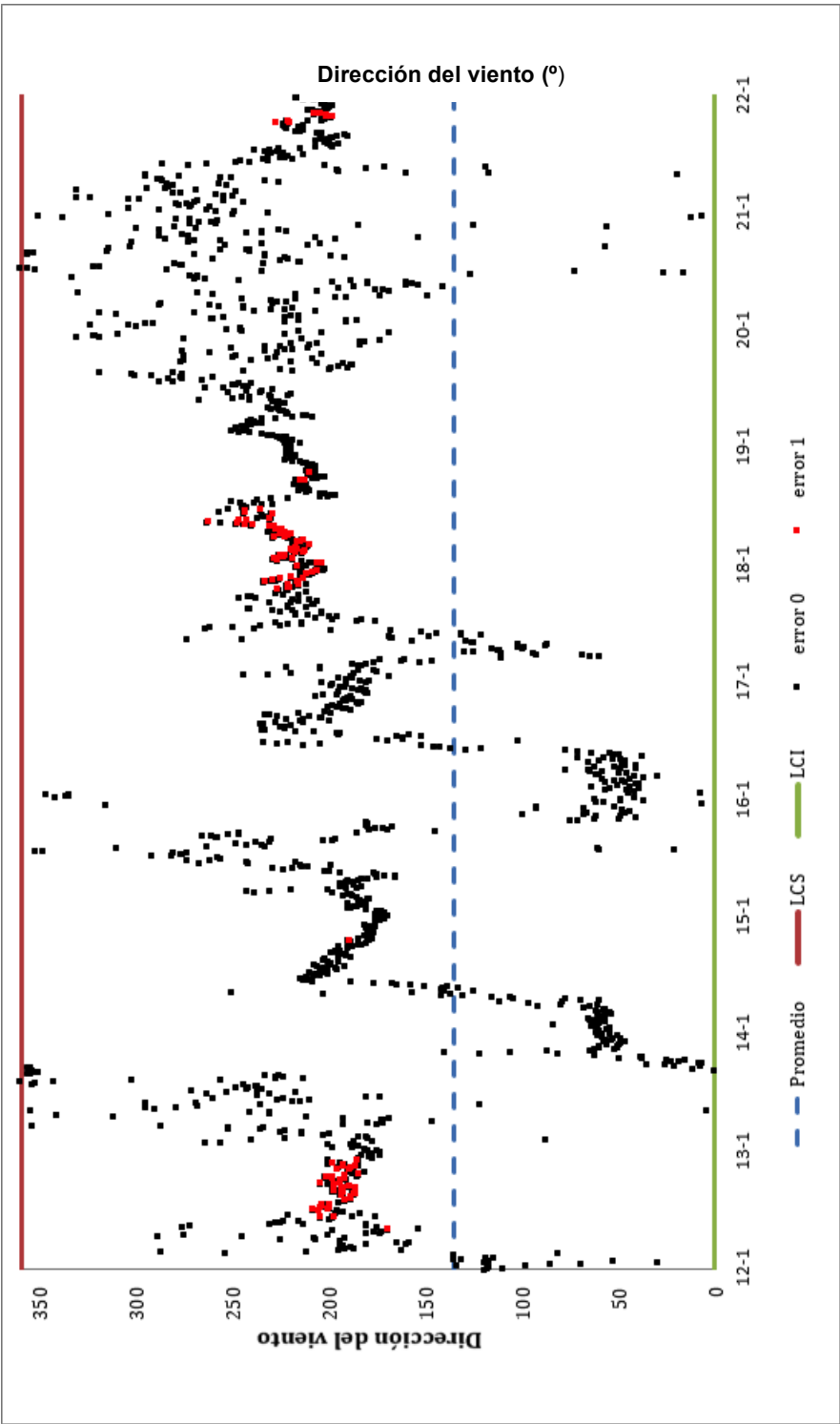


Figura 40. Gráfico de control mensual de la dirección del viento con límites anuales.

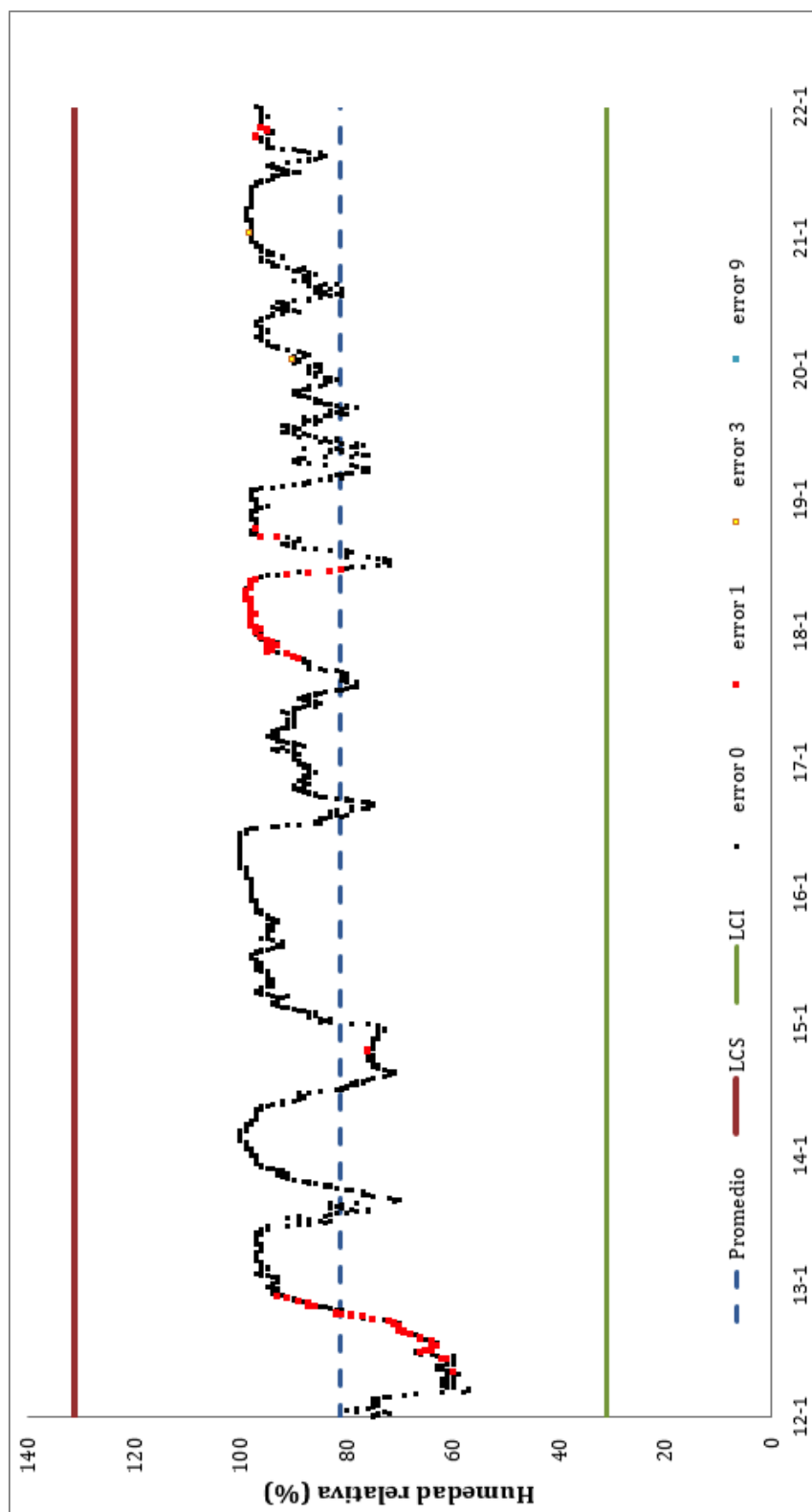


Figura 41. Gráfico de control mensual de la humedad relativa del aire exterior con límites anuales.

4.4. SUPERFICIE DE RESPUESTA

Ante la imposibilidad de realizar una red neuronal de hasta 6 nodos y para poder relacionar variables con un modelo ya que la red no lo aporta, ha surgido el interés en las superficies de respuestas por medio del software Minitab 18, dado que esta opción no está presente en el software SPSS. Lo que es más, en versiones anteriores, esta herramienta no se encuentra tan desarrollada.

De esta manera, se parte de los estudios del test de hipótesis y se buscan superficies de respuesta que diferencia entre el error más frecuente, el error 1, y el error 2 y las condiciones naturales (error 0) para cada una de las condiciones climáticas de forma independiente o agrupada y periodos de dos meses y hasta un año. De esta manera se han obtenido las Tablas 15 a 20 y 21 a 27, y los correspondientes modelos matemáticos reflejados en las ecuaciones 52 a 64.

4.4.1. Estudio de error 1 frente al 0 para cada variable muestreada

- *Estudio error 0 y 1 frente a la velocidad del viento para todo un año de muestreo.*

S	R-cuad.	R-cuad.(ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0827402	0,70	0,70	0,69

Tabla 15. Correlación errores 0 y 1 frente a la velocidad del viento para un año de muestreo.

$$\text{texto_error} = -0,004301 + 0,001099 \text{ Velocidad del viento (km/h)} \quad (52)$$

De igual manera se han buscado, de acuerdo con la tabla anterior modelos que predigan el error en función de dicho clima.

- *Estudio para dos meses de muestreo error 0 y 1 frente a velocidad en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,131397	0,0173	0,0170	0,0159

Tabla 16. Correlación errores 0 y 1 frente a la velocidad del viento para dos meses de muestreo.

$$\text{texto_error} = 0,00641 - 0,000698 \text{ Velocidad del viento (km/h)} + 0,000169 \text{ Velocidad del viento (km/h)} * \text{Velocidad del viento (km/h)} \quad (53)$$

- *Estudio para dos meses de muestreo error 0 y 1 frente a temperatura en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad.(ajustado)	R-cuad. (pred)
0,132465	0,11	0,10	0,07

Tabla 17. Correlación errores 0 y 1 frente a la temperatura para dos meses de muestreo.

$$\text{texto_error} = 0,00591 + 0,001361 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \quad (54)$$

- *Estudio para dos meses de muestreo error 0 y 1 frente a dirección del viento en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad.(ajustado)	R-cuad.(pred)
0,132266	0,41	0,40	0,37

Tabla 18. Correlación errores 0 y 1 frente a la dirección del viento para dos meses de muestreo.

$$\text{texto_error} = 0,00793 + 0,000081 \text{ Dirección del viento (Grados)} \quad (55)$$

- *Estudio para dos meses de muestreo error 0 y 1 frente a humedad en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,132171	0,56	0,54	0,52

Tabla 19. Correlación de errores 0 y 1 frente a la humedad relativa para dos meses de muestreo.

$$\text{texto_error} = -0,0511 + 0,000809 \text{ Humedad relativa media (\%)} \quad (56)$$

- *Estudio para dos meses de muestreo error 0 y 1 frente a humedad, temperatura dirección y velocidad en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,130088	0,0381	0,0365	0,0343

Tabla 20. Correlación errores 0 y 1 frente a la humedad relativa, temperatura, velocidad y dirección del viento para dos meses de muestreo.

$$\begin{aligned} \text{texto_} &= 0,212 - 0,01181 \text{ Velocidad del viento (km/h)} \\ \text{error} &- 0,000315 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\ &- 0,00779 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &- 0,00360 \text{ Humedad relativa media (\%)} \\ &- 0,000000 \text{ Velocidad del viento (km/h)*Velocidad del viento (km/h)} \\ &- 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)* Dirección del viento (Grados)} \\ &- 0,000018 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)* Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000014 \text{ Humedad relativa media (\%)* Humedad relativa media (\%)} \\ &- 0,000003 \text{ Velocidad del viento (km/h)* Dirección del viento (Grados)} \\ &+ 0,000398 \text{ Velocidad del viento (km/h)* Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000134 \text{ Velocidad del viento (km/h)* Humedad relativa media (\%)} \\ &+ 0,000016 \text{ Dirección del viento (Grados)*Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000004 \text{ Dirección del viento (Graos)*Humedad relativa media (\%)} \\ &+ 0,000050 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)*Humedad relativa media (\%)} \end{aligned} \quad (57)$$

4.4.2. Estudio de error 2 frente al 0 para cada variable muestreada

Nuevamente, para determinar la aparición del error 2, se ha realizado el estudio de igual manera que en el apartado anterior, obteniéndose las Tablas de 21 a 27 y las ecuaciones 58 a 64.

- *El error 0 y 2 todo un año frente a todas las variables.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0465923	0,15	0,13	0,10

Tabla 21. Correlación errores 0 y 2 frente a la humedad relativa, temperatura, velocidad y dirección del viento para un año de muestreo.

$$\begin{aligned}
 \text{texto_} &= 0,001316 - 0,01011 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 \text{error} &+ 0,00114 \text{ Velocidad do viento (km/h)*Velocidad del viento (km/h)} \\
 &- 0,000793 \text{ Dirección del viento (Graos)*Dirección de viento (Grados)} \\
 &+ 0,00336 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &+ 0,00112 \text{ Humedad relativa media (\%)*Humedad relativa media (\%)} \\
 &- 0,001864 \text{ Velocidad de viento (km/h)*Dirección de viento (Grados)} \\
 &- 0,00466 \text{ Velocidad del viento (km/h)*Temp. media de aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &+ 0,00387 \text{ Velocidad de viento (km/h)*Humedad relativa media (\%)} \\
 &- 0,00770 \text{ Dirección del viento (Grados)*Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &- 0,00138 \text{ Dirección del Viento (Grados)*Humedad relativa media (\%)} \\
 &+ 0,00197 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)*Humedad relativa media (\%)}
 \end{aligned}$$

(58)

- Error 0 y 2 frente a la dirección del viento para todo un año.

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0.0466173	0,03	0,03	0,02

Tabla 22 Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección del viento para un año de muestreo.

$$\text{texto_error} = 0,000197 \quad (59)$$

$$\begin{aligned}
 &+ 0,000004 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\
 &+ 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)*} \\
 &\text{Dirección do viento (Grados)}
 \end{aligned}$$

- Error 0 y 2 frente a la dirección del viento y la temperatura para todo un año.

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0465958	0,13	0,12	0,10

Tabla 23. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección viento y temperatura para un año de muestreo.

$$\begin{aligned}
 \text{texto_} &= 0,000376 + 0,000036 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\
 \text{error} &- 0,000193 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &- 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)*Dirección del viento (Grados)} \\
 &+ 0,000010 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)*Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &- 0,000002 \text{ Dirección del viento (Grados)*Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)}
 \end{aligned}$$

(60)

- *Error 0 y 2 frente a la dirección del viento y la temperatura en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0617721	0,34	0,28	0,13

Tabla 24. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección y temperatura del viento para dos meses.

$$\begin{aligned}
 \text{texto_} &= 0,00063 - 0,000688 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 \text{error} &+ 0,000101 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\
 &+ 0,000060 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &- 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)} * \text{Dirección del viento (Grados)} \\
 &- 0,000008 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Dirección del viento (Grados)}
 \end{aligned}
 \tag{61}$$

- *Error 0 y 2 frente a la dirección del viento en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0618532	0,04	0,01	0,00

Tabla 25. Correlación errores 0 y 2 frente a la dirección del viento para dos meses de muestreo.

$$\begin{aligned}
 \text{texto_} &= 0,00073 + 0,000006 \text{ Dirección do viento (Grados)} \\
 \text{error} &+ 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)} * \text{Dirección del viento (Grados)}
 \end{aligned}
 \tag{62}$$

- *Error 0 y 2 frente a la temperatura exterior en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0618308	0,11	0,09	0,03

Tabla 26. Correlación errores 0 y 2 frente a la temperatura del viento para dos meses de muestreo.

$$\begin{aligned} \text{texto_} &= 0,01083 - 0,001657 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ \text{error} &+ 0,000064 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \end{aligned} \quad (63)$$

- *Error 0 y 2 frente a la dirección, temperatura, velocidad y humedad en dos meses.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
0,0617812	0,41	0,25	0,07

Tabla 27. Correlación errores 0 y 2 frente a la temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento para dos meses de muestreo.

$$\begin{aligned} \text{texto_} &= 0,0644 - 0,00096 \text{ Velocidad del viento (km/h)} \\ \text{error} &+ 0,000106 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\ &- 0,00554 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &- 0,000846 \text{ Humedad relativa media (\%)} \\ &- 0,000002 \text{ Velocidad del viento (km/h)} * \text{Velocidad del viento (km/h)} \\ &- 0,000000 \text{ Dirección del viento (Graos)} * \text{Dirección del viento (Grados)} \\ &+ 0,000112 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000002 \text{ Humedad relativa media (\%)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \\ &- 0,000002 \text{ Velocidad del viento (km/h)} * \text{Dirección del viento (Grados)} \\ &+ 0,000092 \text{ Velocidad del viento (km/h)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000003 \text{ Velocidad del viento (km/h)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \\ &- 0,000008 \text{ Dirección del viento (Grados)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\ &+ 0,000000 \text{ Dirección del viento (Grados)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \\ &+ 0,000037 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \end{aligned} \quad (64)$$

4.5. VALIDACIÓN MODELOS CREADOS Y VALORES OBTENIDOS

Los modelos obtenidos en la sección anterior pretenden definir la existencia o no de un error al introducir las variables climáticas correspondientes. Al someter los modelos a comparación en base del clima obtenemos las Figuras 42 y 43 para la combinatoria de errores 0 y 1 frente a la velocidad del viento y los errores 0 y 2 frente a todas las variables, respectivamente.

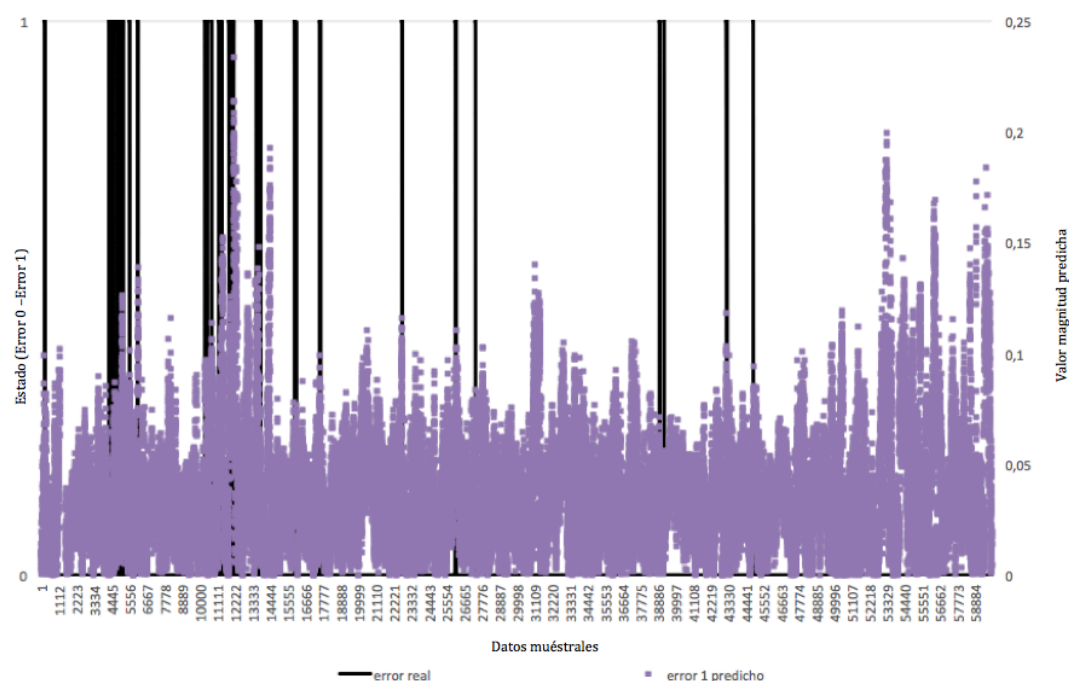


Figura 42. Validación del modelo creado para el error 0 y 1.

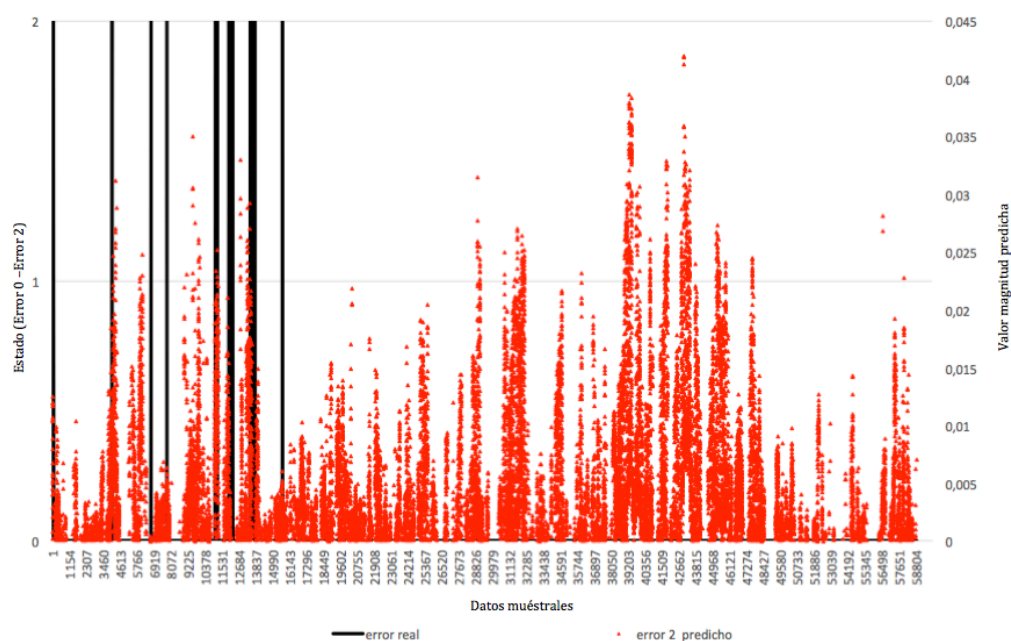


Figura 43. Validación del modelo creado para el error 0 y 2.

4.6. MODELADO DEL FALLO

Dado que el modelo de superficies nos ofrece un valor numérico intermedio entre fallo y no fallo, surge la necesidad de aplicar un nuevo enfoque al estudio para poder anticiparnos al fallo. Es por ello que, dada la existencia de grupos diferenciados entre el no error y los errores 1 y 2, sea posible modelar las condiciones climáticas existentes para cada uno de los errores por medio de esta herramienta estadística tal y como se muestra en las Tablas 28 y 29, y las ecuaciones 65 y 66. De esta manera, cuando un viento con una humedad, dirección y temperatura llegue a una velocidad dada entraría en la zona de riesgo de fallo 1 y 2 representados en las Figuras 44 y 45.

- *Error 1 en un año en función de la temperatura, humedad relativa y dirección para predecir la velocidad.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
5,30511	0,3799	0,3649	0,3502

Tabla 28. Coeficiente de correlación del modelado del error 1 para la temperatura, humedad relativa y dirección del viento para predecir la velocidad del viento límite definida por el error 1.

$$\begin{aligned}
 \text{Velocidad} &= -47,9 + 9,44 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 \text{del viento} &+ 0,324 \text{ Humedad relativa media (\%)} \\
 \text{(km/h)} &+ 0,1455 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\
 &- 0,2033 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} \\
 &+ 0,00055 \text{ Humedad relativa media (\%)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \\
 &- 0,000767 \text{ Dirección del viento (Grados)} * \text{Dirección do viento (Grados)} \\
 &- 0,0579 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Humedad relativa media (\%)} \\
 &+ 0,00077 \text{ Temp. media del aire (}^{\circ}\text{C)} * \text{Dirección del viento (Grados)} \\
 &+ 0,000746 \text{ Humedad relativa media (\%)} * \text{Dirección del viento (Grados)}
 \end{aligned}
 \tag{65}$$

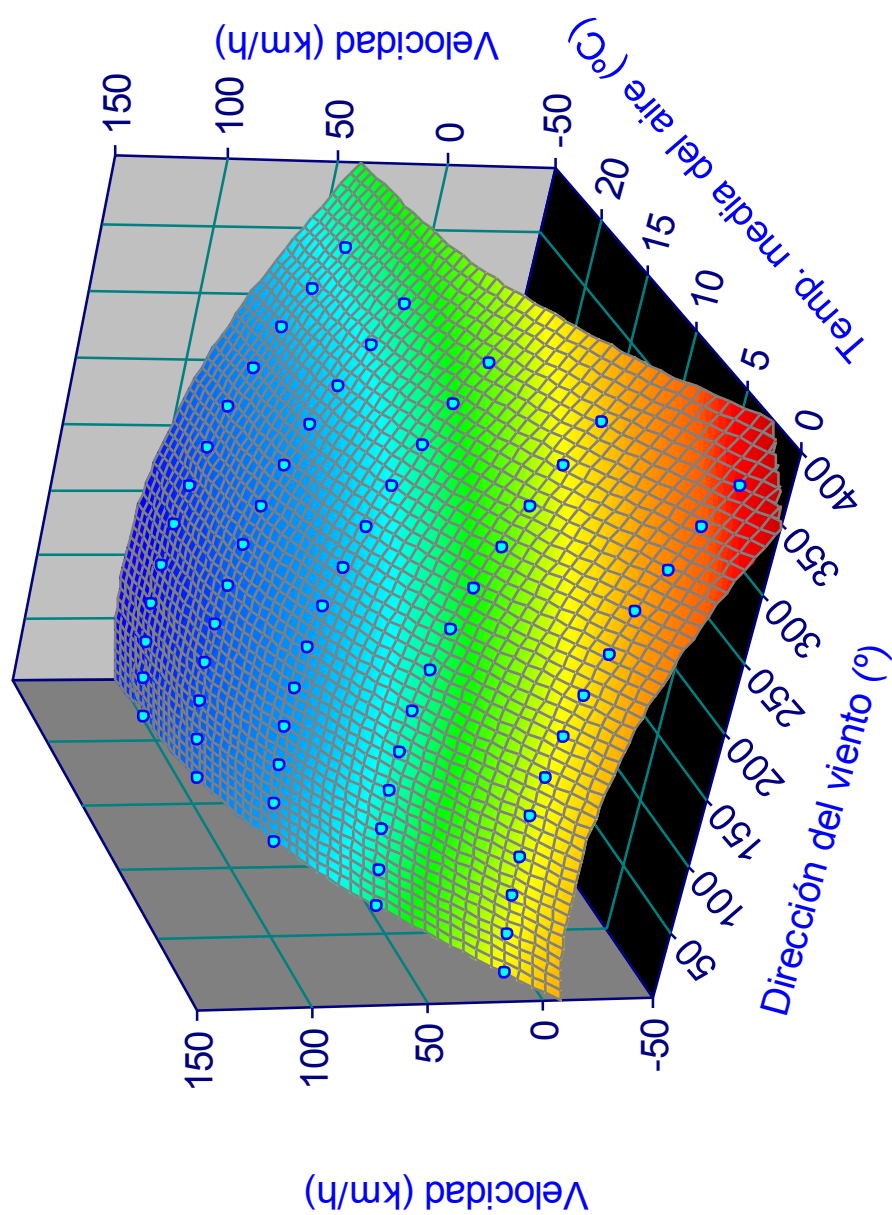


Figura 44. Modelado del error 1 para una humedad del 100 %.

- *Error 2 en un año en función de la temperatura y la dirección para predecir la velocidad límite.*

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
6,66516	0,6518	0,5848	0,3690

Tabla 29. Coeficiente de correlación del modelado de temperatura y dirección del viento para predecir la velocidad límite determinada por el error 2.

$$\begin{aligned}
 \text{Velocidad del viento (km/h)} = & 17.5 + 0.1536 \text{ Dirección del viento (Grados)} \\
 & - 6.07 \text{ Temp. media del aire (°C)} \\
 & - 0.000655 \text{ Dirección del viento (Grados)*Dirección del viento (Grados)} \\
 & + 0.399 \text{ Temp. media del aire (°C)*Temp. media del aire (°C)} \\
 & + 0.00946 \text{ Dirección del viento (Grados)*Temp. media del aire (°C)}
 \end{aligned}$$

(66)

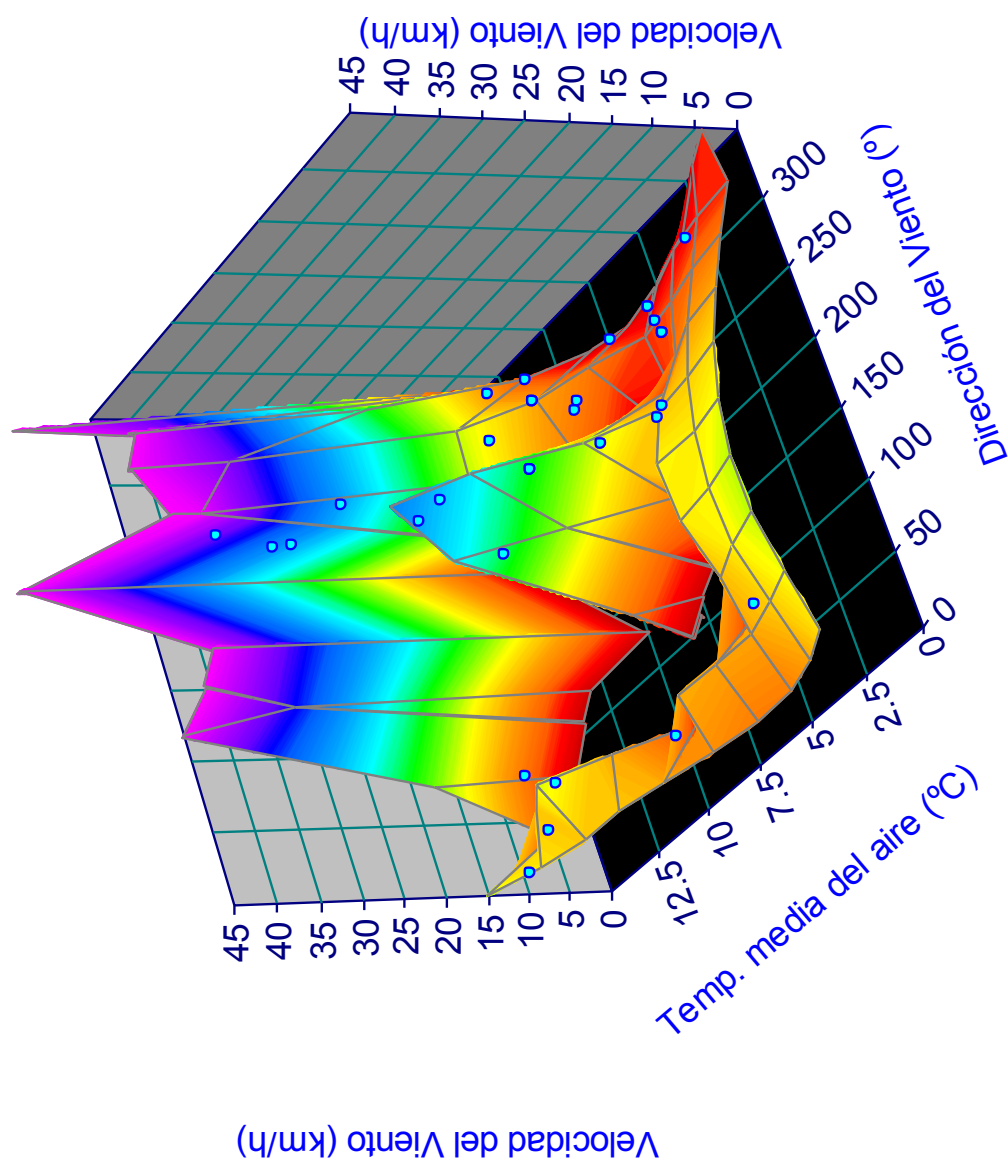


Figura 45. Modelado del error 2 de forma independiente de la humedad.

CAPÍTULO 5: DISCUSIÓN

5. DISCUSIÓN

La presente tesis doctoral pretende determinar la existencia de vinculación entre las variables climáticas que se suelen dar en un parque eólico y la aparición del fallo en el momento que sucede cada uno de ellos. Para ello se ha llevado un trabajo de investigación centrado en las diversas técnicas de minería de datos aplicables a este estudio.

En primer lugar, se ha llevado a cabo una descripción de las variables climáticas anuales existentes en dicho parque objeto de estudio. A partir del estudio estadístico descriptivo se define una dirección del viento bimodal con dos valores más frecuentes de 40° y 220° de orientación y velocidad promedio de 10 m/s tal y como se aprecia en las Figuras 23 y 29. Dichos vientos aparecen de forma racheada durante los meses de noviembre, diciembre y enero alcanzando velocidades máximas de hasta 50 m/s, tal y como se aprecia en la Figura 30.

De igual forma los vientos presentan una temperatura promedio de unos 12°C y una humedad relativa del 81% tal y como se puede ver en las Figuras 25 y 27 respectivamente, alcanzando los valores más elevados de temperatura durante los meses de agosto y septiembre, mientras que la humedad relativa alcanza sus valores mínimos durante los meses comprendidos entre febrero y octubre, tal y como se parecía en las Figuras 26 y 28. Se representan en la Tabla 30 los valores promedios obtenidos en el parque a estudio de las variables climáticas, que se han indicado.

Por último se han representado en las Figuras 31 y 32 los valores de temperatura y velocidad y humedad relativa y velocidad frente a la dirección de viento, en las que se puede apreciar los diferentes valores que toman dichas variables en cada orientación. En las mismas se observa como entorno a la orientación de 220° se dan la mayor parte de los valores más altos de velocidad, y como la mayor parte de las temperaturas más altas y humedades relativas más bajas se dan en los intervalos de orientación de entre 0° y 60° y entre 200° y 260° , lo que nos indica la preferencia de ciertas orientaciones de viento en diferentes estaciones del año.

<i>Variable Climáticas</i>	<i>Valor promedio</i>
Velocidad del viento (m/s)	10 m/s
Dirección del viento (°)	40° y 220°
Temperatura exterior (°C)	12 °C
Humedad relativa (%)	81%

Tabla 30. Valores promedio de variables climáticas.

Una vez definido el clima, se ha procedido al análisis de los tipos y frecuencias de fallos prestando especial atención a sus implicaciones económicas. El primer paso ha sido analizar la frecuencia del estado de funcionamiento normal (error 0) y de cada error, y definir su porcentaje de ocurrencia, siendo los paros debido a control de potencia y baja tensión de los errores más frecuentes, tal y como se muestra en la Tabla 8 y en la Figura 33. Esto se puede ver más claramente si analizamos la frecuencia de cada error y determinamos su porcentaje con respecto al número total de errores, obteniendo los siguientes valores mostrados en la Tabla 31.

<i>Código</i>	<i>Error</i>	<i>Porcentaje %</i>
1	Parada por Regulación de Potencia	33,0
3	Tensión Baja	15,9
8	Arranque	9,3
9	Parada de Emergencia	5,2
12	Corrientes Asimétricas SG	3,6
4	Temperatura de zapatas de freno	3,3
2	Error de anemómetro	2,8
17	Excesivo Tiempo Orientando	2,0
11	Error secuencia de fases	1,0

Tabla 31. Porcentaje de errores por ocurrencia.

Otra clasificación de los errores muy interesante, desde el punto de vista económico, está de acuerdo con el porcentaje de tiempo perdido debido a errores (%), encontrando que el error 4 representa un 13,65 % del tiempo total de paros, el error 12 un 10,42 %, y que el error 37 es el tercero, con un 10,11 % de tiempo de paro. En la Tabla 32 se representa los porcentajes en función del tiempo de paro de los errores con mayor incidencia de tiempo de paro.

<i>Código</i>	<i>Error</i>	<i>Porcentaje %</i>
4	Temperatura de zapatas de freno	13,65
12	Corrientes Asimétricas SG	10,42
37	Nivel central hidráulica	10,11
15	Sensor de vibraciones	8,16
9	Parada de emergencia	7,56
28	Nivel multiplicador	7,02

Tabla 32. Porcentaje de errores en función del tiempo de paro.

Una vez definido los tipos y frecuencias de fallos se va analizar su vinculación con las variables climáticas. Para este trabajo de investigación, se han excluido del estudio los errores 6, 14, 19, 21, 23, 24, 27 29, 31, 32, 37, 38, 39, 42 y 45 puesto que su número de apariciones es muy reducida y definirían un patrón de identificación erróneo. Posiblemente la identificación de estos nuevos fallos debería centrarse en el empleo de las mismas técnicas de análisis empleadas a lo largo de este trabajo pero durante un periodo de tiempo mucho mayor, quizá de hasta 5 o 10 años. Es importante destacar de nuevo que se ha empleado la misma codificación de errores que se ha comentado en el apartado 3.2 y se le ha asignado el código 0 al buen funcionamiento del aerogenerador.

De las Figuras 34 y 36, se puede inferir que durante los meses de mayor velocidad de viento, ocurre el máximo número de errores. De igual manera, en base a los datos de la Tabla 10 podemos hablar de una clara relación entre la temperatura en la góndola y la temperatura ambiente pero no de la temperatura de la multiplicadora con la temperatura ambiente. Este resultado es lógico puesto que la temperatura de la multiplicadora es controlada por un sistema de refrigeración, por lo que tampoco presenta una relación

representativa con la potencia a pesar de sufrir los picos de temperatura en base a los picos de potencia producida por el mismo motivo.

Por otra parte, también ha sido posible definir un modelo no lineal entre la potencia producida y la velocidad del viento, Figura 46, tal y como se muestra en la Tabla 10. Todo ello, nos confirma la existencia de interrelación entre ambos parámetros.

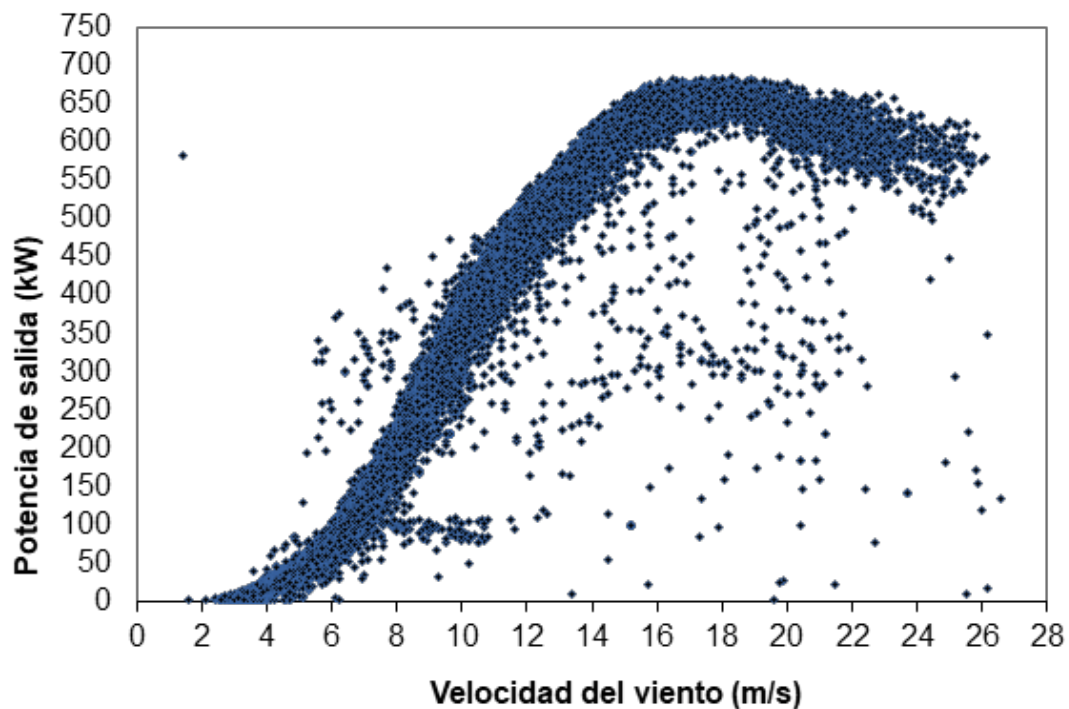


Figura 46. Relación entre potencia obtenida y velocidad del viento.

En base a ello, para determinar interrelaciones más allá de las correlaciones obtenidas ha sido necesario el empleo de la técnica estadística de Test de hipótesis. Dado que el número de parámetros a analizar es elevado, ha sido necesario pasar de una Chi cuadrado a una ANOVA para un nivel de significancia de 0,05 para más de 60.000 muestras por cada una de las variables climáticas durante un período de un año.

Cabe destacar que, en el momento de configurar los datos, ha surgido la necesidad de eliminar los fallos que, durante el año, tan sólo se han producido una vez y no representan un grupo de fallos estadísticamente diferenciable por medio de la varianza.

También debe tenerse en cuenta que las predicciones de los modelos matemáticos obtenidos serán más precisas cuanto menor es el nivel de significación de los datos. En este sentido, por ejemplo, error de anemómetro (error 2) y excesivo tiempo de orientación (error 17) experimenta un comportamiento similar durante el año en cuanto a las condiciones de temperatura exterior, como se muestra en la Figura 47.

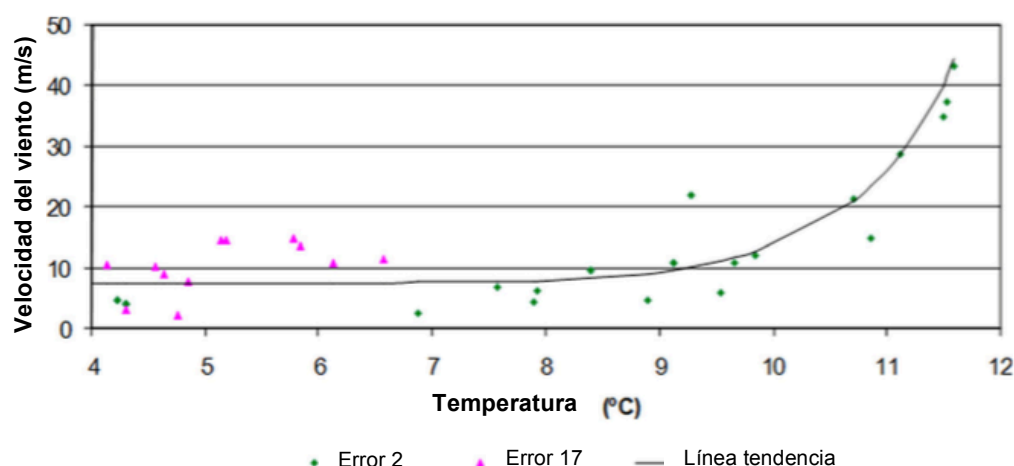


Figura 47. Curva de tendencia errores 2 y 17.

Dicho estudio, a pesar de haber sido inicialmente analizado en trabajos anteriores (Costa, Fraguera, Orosa & Pérez, 2015), en este caso se ha pretendido realizar un análisis más en detalle de la relación entre un no fallo y un fallo en función de cada una de las variables climáticas presentes en el momento del fallo, tal y como se aprecia en las Tablas 11 a 14.

En dichas tablas se ha resaltado los errores que, frente al no fallo, muestran para cada una de las variables climáticas un nivel de significancia cercano al 0,000, es decir, son realmente diferentes de las condiciones climáticas de no fallo.

De las tablas anteriores se puede deducir a partir de un estudio de la velocidad del viento, que existe una gran diferencia de las condiciones de velocidad en condiciones normales y en el momento en que se produce la parada por regulación de potencia (error 1), y con una significancia cercana al 0 en vientos altos (error 32), tal y como se refleja en la Tabla 11.

Por otra parte, durante el estudio de la dirección del viento se puede diferenciar el momento en el que suceden los fallos de parada por regulación de potencia (error 1), error de anemómetro (error 2), temperatura multiplicador (error 14), temperatura fase R del LG (error 22), vientos altos (error 32), reenvío orientación derecha e izquierda (error 39), y las condiciones de no fallo como se puede apreciar en la Tabla 12.

Dado que la temperatura ambiente tiene claras influencias sobre las condiciones en la góndola, se ha establecido a través de su estudio, la clara diferenciación de los momentos en que se producen los fallos de parada por regulación de potencia (error 1), error de anemómetro (error 2), sobreproducción LG (error 5), parada de emergencia (error 9), sensor de vibraciones (error 15) y excesivo tiempo orientando (error 17), esto queda reflejado en los datos de la Tabla 13.

Por último, y no por ello menos importante, la humedad relativa ha destacado en el número de fallos a los que puede asociarse cuando alcanza valores anómalos. De esta manera podemos observar que, puede predecir la parada por regulación de potencia (error 1), tensión baja (error 3), parada de emergencia (error 9), excesivo tiempo orientando (error 17), temperatura Fase R del LG (error 22) y vientos altos (error 32).

A continuación se muestra en la Tabla 33 las principales conclusiones de este estudio, extraídas de las Tablas 11 a 14.

<i>Variable ambiental de control</i>	<i>Código de error</i>										
Velocidad del viento	1									32	
Dirección del viento	1	2				14			22	32	39
Temperatura	1	2		5	9		15	17			
Humedad relativa	1		3		9			17	22	32	

Tabla 33. Tabla resumen del estudio de significancia por error y variable climática.

Estos resultados van en concordancia con las causas lógicas de los errores pues una excesiva velocidad punta del viento va ocasionar problemas, el error 32 de vientos altos y en condiciones de viento alto se va presentar excedente de producción eólica que va propiciar paradas por regulación de potencia. Por otra parte, la dirección de dicha masa de aire puede generar los errores anteriores y, además, causar problemas de transducción del anemómetro y temperatura en la multiplicadora. De igual manera, una temperatura ambiente muy baja o muy alta causa la congelación de anemómetros o problemas en los sistemas de orientación causando un excesivo tiempo orientando.

Dicha masa de aire, tal y como se ha indicado anteriormente, puede asociarse a varios de los errores más frecuentes como son la parada por regulación de potencia (error 1, con 33 % de los fallos) asociado a valores anómalos de las cuatro variables climáticas de forma simultánea dirección, humedad elevada (100 %), temperatura (30 °C) y picos de velocidad de 40 km/h. De la misma forma, también se asocia la parada de emergencia (error 9, 5,2 %) y excesivo tiempo orientando (error 17, 2 %) a valores muy altos de humedad y temperatura como consecuencia de la llegada de vientos con esta orientación.

En primer lugar indicar que a pesar de que estos fallos tan frecuentes son los que más efectos económicos tienen, tan sólo se puede detectar aquellos asociados al clima y no muchos otros como son los problemas en el arranque. De forma indirecta, esta evidencia respalda el estudio de significancia anteriormente realizado para definir que variables climáticas permiten detectar errores. En este sentido, podemos concluir que la ubicación de un parque durante el periodo de diseño va a determinar, a través de sus condiciones climáticas, los tipos de averías más frecuentes y sus costes económicos.

Tras definir cuáles son las variables climáticas que experimentan valores anómalos en el momento de suceder algunos fallos, con clara intención hacia la detección prematura de estos mismos fallos, surge la necesidad de caracterizar los valores de dichas variables en el momento de suceder dichos errores, como puede verse en la Tabla 34.

<i>Código de error</i>	<i>2</i>	<i>17</i>	<i>4</i>	<i>9</i>	<i>12</i>
Velocidad del viento (m/s)	12,4	8,6	11,4	10,7	8,6
Dirección del viento (°)	208,7	146,6	144,7	142,6	122,6
Temperatura exterior (°C)	8,2	4,9	14,4	18,8	11,6
Humedad relativa (%)	85,2	87,5	73,7	70,1	77,9

Tabla 34. Valor promedio de las variables climatológicas para cada error.

En esta Tabla 34, por ejemplo, se puede inferir que el error 2 solía aparecer bajo una velocidad del viento promedio de 12,4 m/s, una dirección del viento de 208,7 N, una temperatura de aire exterior de 8,2 °C y una humedad relativa de 85,2%.

Sin embargo, estos valores promedio no pueden emplearse directamente como un algoritmo de control de parques eólicos, teniendo en cuenta que cada error es una función de variables de clima y la alta desviación estándar de cada promedio del valor.

Como primer paso hacia la identificación de valores anómalos de las variables climáticas en el momento en que sucede cada uno de los errores vinculados, ya de forma estadística, se ha realizado la representación de los correspondientes gráficos de control, tal y como se aprecia en las Figuras 37 a 41.

La interpretación de estos diagramas se centra, a priori, en la detección de estados fuera del límite fijado como la media más/menos tres veces la desviación típica. Dado que esto no sucede en casi ninguna de las condiciones de muestreo, se ha procedido al análisis de las normas de interpretación de gráficos de control restantes. Dichas normas buscan la detección de una serie de mediciones en tendencia ascendente o descendente y no han permitido la anticipación a ningún tipo de fallo.

A partir de dichos gráficos de control, observamos cómo los errores (identificados como puntos de color rojo) no se producen en condiciones climáticas anómalas, y que las mismas condiciones asociadas a fallo se producen también durante el funcionamiento adecuado del parque. Esto implica que no debemos de tratar el estudio como determinista en base al número de variables que manejamos, sino que debe de ser

tratado como un estudio probabilístico. En los modelos determinísticos, una buena decisión es juzgada de acuerdo a los resultados. Sin embargo, en los modelos probabilísticos, el técnico no está preocupado solamente por los resultados, sino que también con la cantidad de riesgo que cada decisión acarrea.

Como un ejemplo de la diferencia entre los modelos probabilísticos versus determinísticos, considere el pasado y el futuro: Nada que hagamos ahora puede cambiar el pasado, pero cualquier cosa que hacemos influencia y cambia el futuro, a pesar de que el futuro tiene un elemento de incertidumbre. Los técnicos se encuentran mucho más cautivados por darle forma al futuro que por la historia pasada.

Llegados a este punto, todo apunta hacia una combinatoria fatídica de las variables climáticas, lo que supone un nuevo enfoque en nuestro estudio. Por todo ello, surge la necesidad del empleo de otras técnicas de minería de datos para la obtención de resultados interesantes para el mantenimiento del parque. En este sentido, se ha procedido al empleo de superficies de respuesta, la cual nos ofrece los modelos matemáticos que nos determinan el error 0 y 1 y el error 0 y 2 en función de las variables climáticas a los que se han asociado los resultados obtenidos en las secciones anteriores. Dicha técnica ha sido realizada con datos anuales y datos bimensuales para determinar cuál de las curvas ofrece un mejor ajuste, tal y como se aprecia en las Tablas 15 a 27.

El resultado ha sido realmente elevado para la ingente masa de datos, obteniendo los siguientes resultados con una correlación de casi 70 %, tal y como se muestra en la Tabla 15, valor muy elevado para valores anuales y reales llegando a ser superior al mostrado en un modelado bimensual. Ello es debido a la menor influencia de los fallos con respecto a los valores en condiciones de funcionamiento normal.

Si ahora intentamos validar dichos modelos con respecto a los valores reales obtenidos, podemos concluir que a pesar de existir cierta tendencia del modelo a indicar un valor superior a error 0, no llega a alcanzar el valor 1 o el 2, tal y como se aprecia en las Figuras 42 y 43. De alguna manera, el porcentaje obtenido en el momento del fallo podría asociarse a la probabilidad de fallo en ese momento.

En base a este resultado poco preciso, se ha dado un nuevo enfoque al análisis de superficies de respuesta y se han modelado cada uno de los fallos expresándolos como una combinatoria de variables climáticas que nos ofrecen la velocidad a la que se produciría cada uno de los errores, tal y como se muestra en la Tabla 28 y Tabla 29. Dichos modelos, a pesar de ser multivariantes, han podido ser representados considerando alguna de ellas como constante, como es el caso de la humedad relativa igual al 100% para obtener la Figura 44.

Si ahora empleamos dicha velocidad límite a la que parece cada uno de los fallos y la representamos en un diagrama de velocidad de viento real obtenido, podemos definir el momento en el que se produce cada uno de los errores, tal y como se muestra en las Figuras 47 a 49.

Realmente, dichos resultados se ajustan perfectamente al momento en el que una masa de aire con una temperatura, humedad y dirección dada alcanza su velocidad límite y origina el error correspondiente.

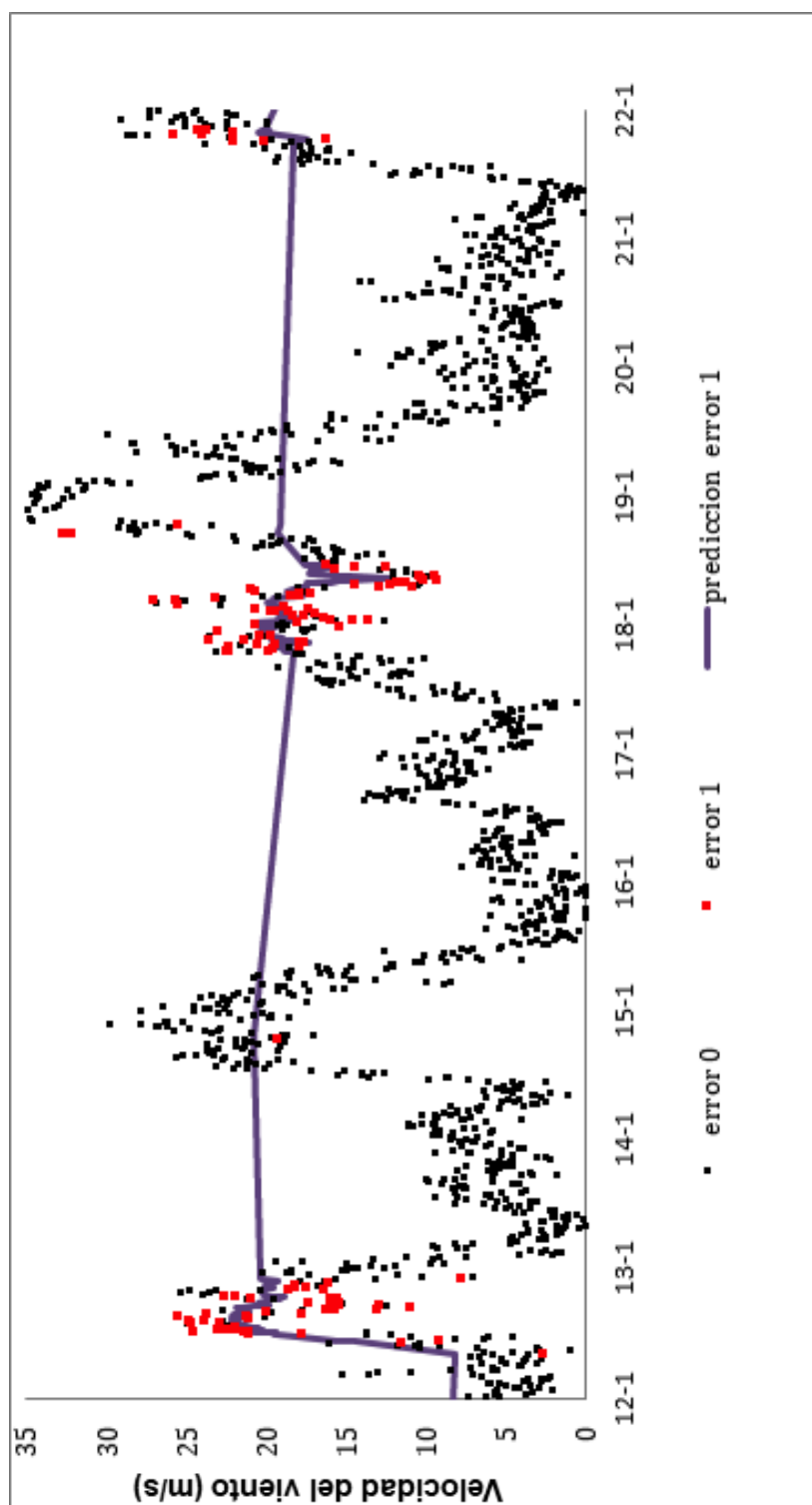


Figura 48. Validación de la velocidad límite predicha del error 1 respecto a los errores reales.

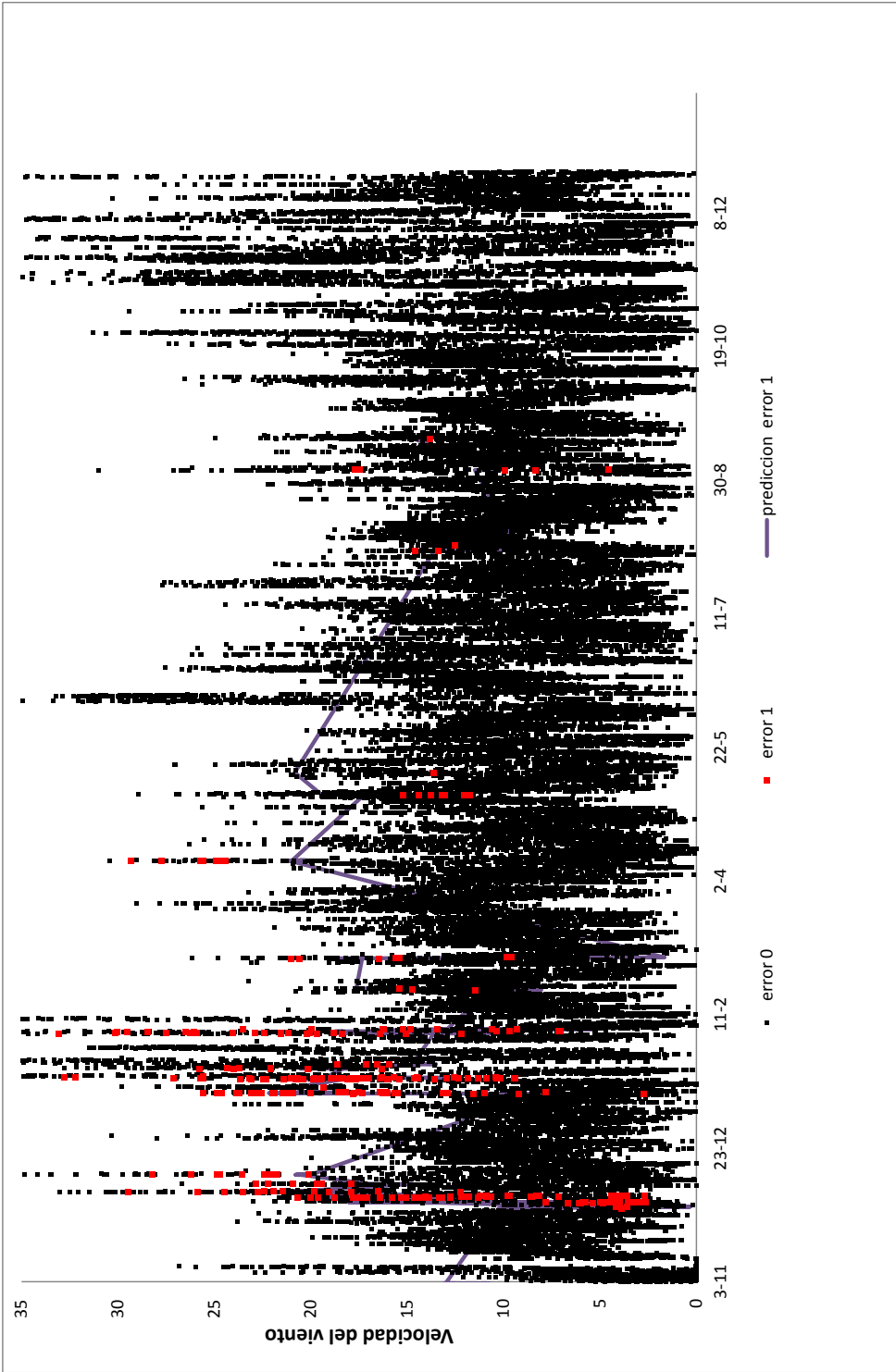


Figura 49. Validación de la velocidad límite predicha del error 1 respecto a los errores reales.

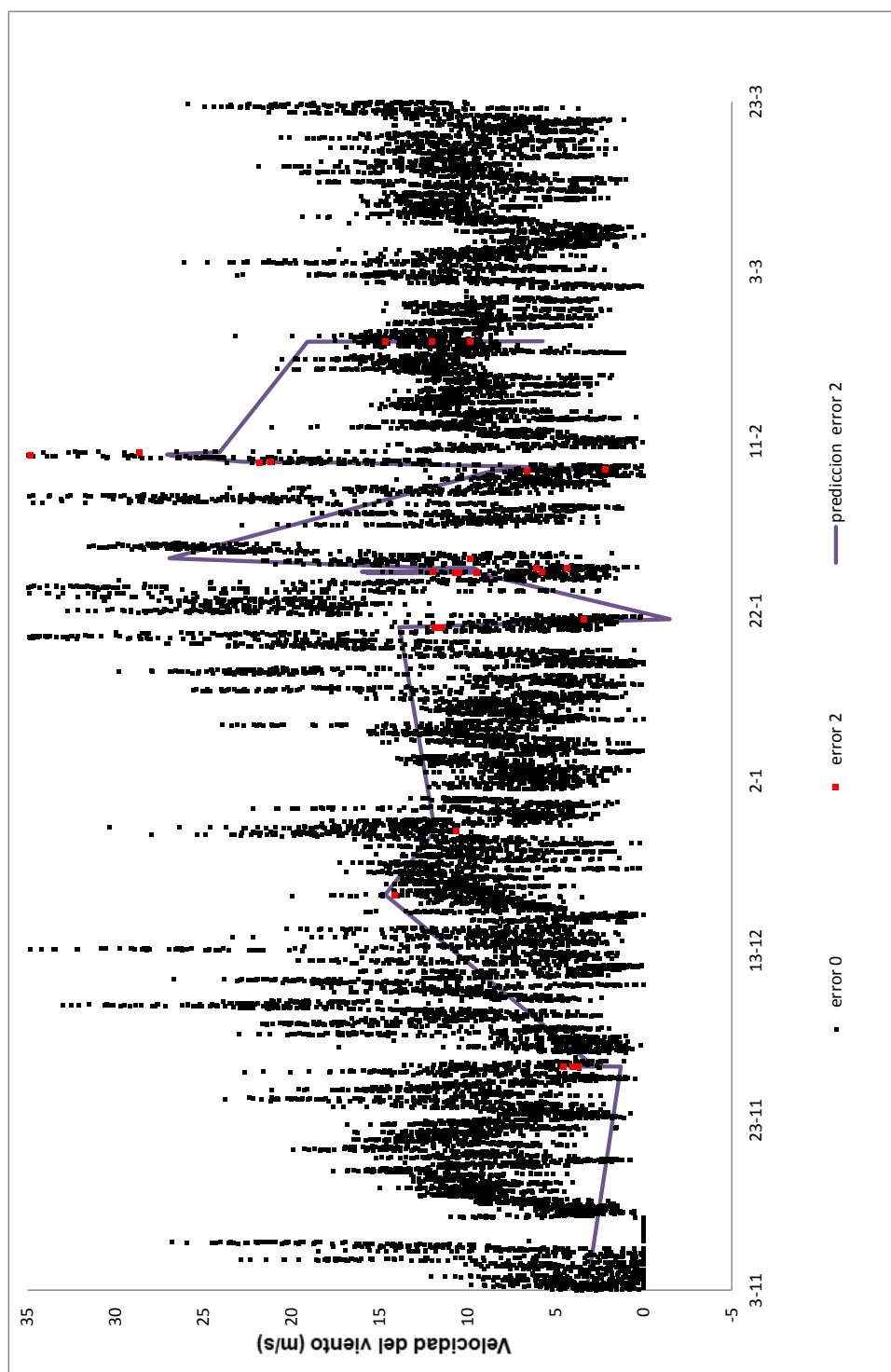


Figura 50. Validación de la velocidad límite predicha del error 2 respecto a los errores reales.

Las Figuras 47 a 49 nos confirman que este nuevo enfoque nos aporta un algoritmo de control fiable para la detección de los períodos de tiempo donde se dan una combinación de valores de condiciones climáticas (velocidad y dirección del viento, temperatura exterior y humedad relativa) que suponen una probabilidad de error (fallo). Esto nos lleva a una nueva metodología que, como se ha indicado, no busca predecir el momento exacto del fallo ni una estimación de las horas restantes a la ocurrencia del fallo sino informar a los operadores de los aerogeneradores, en que momento de funcionamiento se presentan valores de variables climáticas que suponen una alerta para los mismos debido a una probabilidad de error.

Esto representa por tanto, no sólo una información muy valiosa sino que un nuevo indicador a tener en cuenta en la toma de decisiones de acciones operativas sobre los aerogeneradores, en la elección de las estrategias de mantenimiento a seguir en los parques eólicos y en la estimación de la capacidad productiva de un parque eólico en su fase de estudio.

A este nuevo indicador nos vamos a referir en adelante como indisponibilidad técnica climática, definiendo la misma como aquella que aún existiendo condiciones climáticas válidas para que los aerogeneradores generen energía eléctrica no estarán disponibles al presentarse un error.

Como se ha indicado, este indicador deberá ser tomado en cuenta en los estudios de implantación de los nuevos parques eólicos, para realizar una estimación más fiable de la producción eléctrica anual que van desarrollar a lo largo de su vida útil, y por tanto una mejor aproximación de la rentabilidad económica del parque eólico que se proyecte instalar.

En dichos estudios se realizaría el cálculo de la indisponibilidad técnica climática, a partir de los errores que presentan relación con las variables climáticas, estimando el tiempo anual que los aerogeneradores, en la ubicación donde se pretenden instalar, van estar expuestos a la combinación de valores de las variables climáticas en las que se presenta la probabilidad de ocurrencia de cada uno de estos errores, en base a los valores registrados en otros parques y extrapolados al parque a estudio, que junto a la probabilidad de que ocurra cada uno de los errores nos permitirá obtener un valor estimado del número de errores anuales. Con esta estimación del número de errores por

el tiempo medio de parada de cada uno de ellos tendríamos el tiempo de indisponibilidad técnica climática, y de la misma forma con el número de errores y el coste asociado a la reparación de los mismos tendríamos los costes asociados y la merma de rentabilidad económica que suponen.

Tomando como ejemplo uno de los aerogeneradores a estudio y siguiendo la codificación de estados de la Tabla 4 del apartado 1.3.5.5, se representa en la Tabla 35, la cantidad de minutos que permanece en cada estado.

AE 24	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
Min	34700	138	24	0	804	387	294	28	0	0	8220	0	0

Tabla 35. Minutos en cada uno de los estados de un aerogenerador.

Empleando la ecuación 31 de la disponibilidad real, mostrada también en el apartado 1.3.5.5, se realiza su cálculo obteniendo:

$$Disponibilidad_{Real} = \frac{\sum(B:N) - C - D - E - F - H - J - K}{\sum(B:N)} = 0,9717$$

Por tanto, este aerogenerador presenta una disponibilidad real del 97,17 %. Suponiendo que se hubiera aplicado la metodología propuesta en fase diseño a este aerogenerador se podría haber estimado el tiempo de indisponibilidad por los errores 1 y 2 cuya vinculación se ha demostrado en esta tesis. Teniendo en cuenta que el error 1 corresponde al tiempo indicado en la casilla H y el error 2 es un porcentaje de la casilla F tendríamos un tiempo de parada que implica una pérdida de disponibilidad del 0,7 %. El poder predecir una reducción, nada despreciable, del 0,7 % da una idea de las posibilidades de la aplicación del algoritmo de control indicado en el presente trabajo de investigación.

Por otro lado, como se ha indicado en el apartado 3.2, el error 1 se produce cuando la producción de energía eléctrica supera la capacidad de evacuación del nudo al que está conectado el parque, es decir, que existe un exceso de producción de los diferentes

parques eólicos conectados a una misma línea de evacuación. En las Figuras 47 y 48 se demuestra que podemos determinar en qué condiciones climáticas existe la probabilidad de ocurrencia de dicha sobreproducción, y de la misma forma si estamos fuera de esas condiciones esa probabilidad no existe.

Por tanto, si se pudiera modificar el valor de alguna de las variables climáticas se podría eliminar la combinatoria de variables que provocan el error. Si bien a priori esto no parece posible, si lo es.

Para conseguir la anterior afirmación, se puede actuar sobre el valor de la velocidad del viento modificando el ángulo de incidencia de las palas del aerogenerador lo que equivaldría a operar con una velocidad del viento menor, y de esta forma alejarnos de las condiciones de riesgo de error. Por lo que, como se había indicado, esta metodología puede ser utilizada en la toma de decisiones de acciones operativas.

A mayores, esta actuación tendría el efecto inmediato del incremento de la disponibilidad real del parque eólico al verse reducido sustancialmente el tiempo de parada por causa del error 1 en los aerogeneradores al no producirse. Sin embargo, aunque incrementamos la disponibilidad tiene un doble efecto sobre la producción eléctrica, por un lado se incrementa la producción eléctrica, las horas que hemos incrementado de disponibilidad, pero por otro lado vemos reducida la producción eléctrica cuando se dan las condiciones de error ya que se realiza un aprovechamiento inferior de la velocidad del viento para evitar la probabilidad de dicho error.

De la misma forma, se puede actuar sobre la temperatura exterior en el error 2. Este error asociado, en su gran mayoría, a la congelación del anemómetro se ha eliminado en muchos parques eólicos mediante la instalación de resistencias de caldeo modificando por tanto, la temperatura exterior del mismo. De esta forma se ha modificado el valor de una de las variables climáticas eliminando la combinatoria de variables que provocan el error, lo que valida en cierto modo esta metodología.

Por último, como se ha indicado, este indicador es útil en la elección de las estrategias de mantenimiento a seguir en los parques eólicos.

Por un lado la acción comentada de la variación del ángulo de pala no sólo tiene el efecto en la eliminación del error 1, sino que evita las paradas en plena producción provocadas por este error lo que somete a los componentes del aerogenerador a esfuerzos que pueden provocar con el tiempo desgates y averías en los mismos. Por tanto, tiene un efecto de autoprotección en los aerogeneradores que conllevará en el tiempo una mayor incidencia de averías, un incremento del MTBF y una mayor durabilidad de los equipos. Esto tendrá también una relación directa en el ciclo de vida del parque eólico incrementado su vida útil y reduciendo los costes de explotación del mismo.

Por otro lado, en el momento en que se den condiciones climáticas donde existan probabilidad de error podemos establecer tareas de mantenimiento preventivo encaminadas a evitar el mismo. En el error 2, por ejemplo, se podrían establecer tareas de engrase, aligeramiento y limpieza de los anemómetros para evitar su agarrotamiento.

Igualmente, si bien las tareas de mantenimiento preventivo de los diferentes componentes de los aerogeneradores y mantenimientos correctivos, para reparar averías de pequeña entidad que no implican parada de aerogenerador, se realizan siempre que sea posible en períodos de calma, es decir, donde no se dan las velocidades de viento suficientes para la generación eléctrica, en el caso de tener que realizarse en períodos productivos se pueden realizar cuando se den la combinación de valores de condiciones climáticas donde exista probabilidad de error, de esta forma la indisponibilidad generada con la tarea de mantenimiento preventivo o correctivo podría ser compensada con la posible indisponibilidad en caso de ocurrencia de error.

Todo lo expuesto nos da una idea de la importancia de este nuevo enfoque en el estudio de la influencia de las variables climáticas en la aparición de errores y las múltiples ventajas que nos aporta.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

6. CONCLUSIONES

Como conclusiones de esta tesis podemos indicar lo siguiente:

- Se ha definido los fallos y averías más frecuentes en los aerogeneradores y las posibles causas asociadas de las mismas, dando lugar a los distintos pares fallos-causas.
- Se han determinado relaciones causa-efecto entre las variables climatológicas, tales como la humedad relativa, temperatura del aire, dirección del viento, entre otras, de forma individual o combinadas, y las averías y fallos en aerogeneradores.
- En base a este trabajo de investigación se ha podido definir un algoritmo de control de parque que permite anticiparse al fallo mediante la detección de combinación de valores de las variables climáticas que nos indican momentos de probabilidad de fallo y se ha definido con el mismo un nuevo indicador, la indisponibilidad técnica climática
- Se han establecido las bases para un futuro desarrollo de un algoritmo que podrá ser implantado y que aportará un nuevo enfoque en la toma de decisiones en los ámbitos de mantenimiento, operación y decisión de ubicaciones de parques eólicos.

Como conclusión final, este trabajo corrobora el interés y la pertinencia de estudios estadísticos en operación y mantenimiento de los parques eólicos y demuestra la importancia de desarrollar más investigación en técnicas de decisión basadas en los mismos.

CAPÍTULO 7: TRABAJOS FUTUROS

7. TRABAJOS FUTUROS

Tras finalizar la presente tesis doctoral se propone seguir la línea de investigación con los siguientes trabajos futuros que se indican a continuación:

- En el presente trabajo de investigación se ha presentado un algoritmo de control para dos errores, se propone como trabajo futuro la identificación de nuevos fallos que no presentan baja significancia en el año a estudio debido a su baja ocurrencia, debiendo realizar el empleo de estas mismas técnicas de análisis empleadas a lo largo de este trabajo pero durante un periodo de tiempo mucho mayor, quizá de hasta 5 o 10 años.
- De la misma forma se propone como trabajo futuro extender este estudio a un mayor número de parques para disponer de datos extrapolables a distintas ubicaciones y poder establecer una técnica validada para el cálculo de la disponibilidad real de nuevos parques eólicos en su fase de diseño, cara a la elección de la ubicación de los mismos buscando aquellas de mayor disponibilidad y rentabilidad económica.
- Desarrollar un algoritmo de control más amplio y definir estrategias de mantenimiento basadas en el análisis de las variables climáticas. Que tendrán como objetivo futuro la implantación de una “mantenimiento climático”.
- Establecer con este nuevo enfoque técnicas de autoprotección de los componentes de los aerogeneradores centradas en determinar en qué momento nos acercamos a las condiciones límites y actuar para evitar el fallo.
- Ampliar el estudio buscando a través del algoritmo de control procedimientos operativos nuevos y de mayor fiabilidad, que tendrán como resultado un incremento de la disponibilidad de los parques eólicos y por tanto una mayor rentabilidad económica de los mismos.

- Como trabajo futuro, cabe destacar el interés en el estudio de la evolución de las variables climáticas antes del fallo. Para ello, se propone el estudio de la derivada para identificar tendencias en test de hipótesis. La idea consiste en que un fallo puede no estar relacionado con una variable climática sino con su derivada, como es el caso de la temperatura en base a su inercia. Para ello, tan solo es necesario restar los valores entre celdas y dividirlo entre el intervalo de tiempo correspondiente. El problema aquí consiste en determinar el intervalo de tiempo en el que realizar la derivada.
- Por otra parte, otro trabajo futuro sería el empleo de técnicas de aproximación no lineales como es el caso de las redes neuronales pues podrían alcanzarse valores mucho más precisos que en las técnicas mostradas hasta el momento. Como primer término de aproximación, surge el interés en identificar la existencia o no de un fallo antes de que este suceda. Por ello, se deberá entrenar dicha red con un 20% de los datos y se validará con el resto de acuerdo con el procedimiento habitual utilizado en el análisis de redes neuronales. Finalmente, se proponen técnicas de inteligencia artificial para la predicción en tiempo real de dichos errores y la toma de decisiones correspondientes.
- Por último se propone como trabajo futuro la extensión de este nuevo enfoque a otros sectores o equipos que puedan presentar averías relacionadas con variables climáticas, aportando en los mismos las ventajas enumeradas.

CAPÍTULO 8: BIBLIOGRAFÍA

8. BIBLIOGRAFÍA

AEE. (2016). Recuperado el 26 de 08 de 2016, de Asociación Empresarial Eólica: <http://www.aeeolica.org/es/sobre-laeolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada>

AEM, A. E. (2000). *El mantenimiento en España. Encuesta sobre su situación en las empresas españolas*. Barcelona.

AENOR. (2011). UNE-EN 13306:2011. Terminología del mantenimiento.

Ali, M., Milanovic, J., Llie, I.-S., & Chicco, G. (2010). Probabilistic identification of turbines facing high and low wind speeds in a wind farm. *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2010*, (págs. 773-778).

Alsyouf, I., & Ei-Thalji, I. (2008). Maintenance practices in wind power systems: A review and analysis. *European Wind Energy Conference and Exhibition 2008*. 5, págs. 2588-2597. Brussels: European Wind Energy Conference and Exhibition 2008, EWEC 2008.

Amayri, A., Tian, Z., & Jin, T. (2011). Condition based maintenance of wind turbine systems considering different turbine types. *ICQR2MSE 2011 - Proceedings of 2011 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering* (págs. 596-600). Xian: IEEE.

Amirat, Y., Benbouzid, M., Al-Ahmar, E., Bensaker, B., & Turri, S. (2009). A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (9), 2629-2636.

Amirat, Y., Choqueuse, V., & Benbouzid, M. (2010). Wind turbines condition monitoring and fault diagnosis using generator current amplitude demodulation. *2010 IEEE International Energy Conference and Exhibition, EnergyCon 2010.*, (págs. 310-315).

Andrawus, J., Watson, J., & Kishk, M. (2007). Modelling system failures to optimise wind turbine maintenance. *Wind Engineering*, 31 (6), 503-522.

Andrawus, J., Watson, J., Kishk, M., & Adam, A. (2006). The selection of a suitable maintenance strategy for wind turbines. *Wind Engineering*, 30 (6), 471-486.

Andrew, K., & Wenyan, L. (January de 2011). The prediction and diagnosis of wind turbine faults. *Renewable Energy*, 16-23.

Bangalore, P., & Tjernberg, L. (2015). An artificial neural network approach for early fault detection of gearbox bearings. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6 (2), 980-987.

Barberá, L., Guerrero, A., Crespo, A., González-Prida, V., Guillén, A., Gómez, J., y otros. (2013). State of the Art of Maintenance Applied to Wind Turbines. *Chemical Engineering Transactions*, 33, 931-936.

Barrett, M., & Stover, J. (2013). Understanding Oil Analysis: How It Can Improve the Reliability of Wind Turbine Gearboxes . *Gear Technology: Elk Grove Village* , 104-111.

Beattie, A., & Rumsey, M. (1999). Non-destructive evaluation of wind turbine blades. *37th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, (págs. 222-229). Reno, United States.

Besnard, F., Patriksson, M., Stromberg, A., Wojciechowski, A., Fischer, K., & Bertinling, L. (2011). A stochastic model for opportunistic maintenance planning of offshore wind farms. *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society, POWERTECH 2011*. Trondheim: IEEE.

Boucly, F. (1999). *Gestión del mantenimiento*. (AENOR, Ed.) Madrid: AENOR.

Box, G., & Wilson, K. (1951). On the experimental attainment of optimum conditions. *Journal of the Royal Statistical Society , B* (13), 1-45.

Box, J. (2014). Wind Energy in Spain. En A. K. Preben Maegaard (Ed.), *Wind Power for the World: International Reviews and Developments* (Vol. 24, págs. 473-492). Pan Stanford Publishing Pte.

Byon, E. (2013). Wind Turbine operations and maintenance: A tractable approximation of dynamic decision making. *IIE Transactions (Institute of Industrial Engineers)* , 45 (11), 1188-1201.

Byon, E., & Ding, Y. (2010). Season-dependent condition-based maintenance for a wind turbine using a partially observed markov decision process. *IEEE Transactions on Power Systems* , 25 (4), 1823-1834.

Carley, K., Kammeva, N., & Reminga, J. (2004). *Response surface methodology*. Carnegie-Mellon Univ. Pittsburgh PA School of Computer Science.

Chan, D., & Mo, J. (2017). Life Cycle reliability and Maintenance Analyses of Wind Turbines. *Energy Procedia* , 110, 328-333.

Costa, A., Fraguera, F., Orosa , J., & Pérez, J. (2015). A new procedure for wind energy systems maintenance design. *Journal of renewable and Sustainable Energy* , 7 (4).

Costa, A., Orosa, J., & García Bustelo, E. (2012). Review of maintenance-based quality control techniques applied to wind farms. En *Quality Control, Developments, Methods and Applications* (págs. 1053-165). Nova Science Publishers, Inc.

Costa, A., Roshan, G., Orosa, J., & Rodríguez-Fernández, A. (2014). Case Study of Weather Maintenance in Wind Power Generation. *Arabian Journal for Science and Engineering* , 39 (7), 5615-5624.

Crespo Márquez, A., Moreu de León, P., & Sánchez Herguedas, A. (2004). *Ingeniería de mantenimiento. Técnicas y métodos de aplicación a la fase operativa de los equipos*. Madrid: AENOR.

- Dai, L., Rausand, M., & Utne, I. (2015). Availability centred maintenance for offshore wind farms. *Journal of Quality in Maintenance Engineering* , 21 (4), 403-418.
- De Juana, J., Santos, F., Crespo, A., Herrero, M. Á., de Francisco, A., & Fernández , J. (2003). *Energías Renovables para el desarrollo*. Thomson Editores Spain Paraninfo S.A.
- Ding, F., & Tian, Z. (2012). Opportunistic maintenance for wind farms considering multi-level imperfect maintenance. *Renewable Energy* , 45, 175-182.
- Dui, H., Si, S., & Yam, R. (2017). A cost-based integrated importance measure of system components for preventive maintenance. *Reliability Engineering and System Safety* , 168, 98-104.
- Echavarria, E., Tomiyama, T., & Van Bussel, G. (2007). Fault Diagnosis approach based on a model-based reasoner and functional designer for a wind turbine. An approach towards self-maintenance. *Journal of Physics: Conference Series* 75, 75, págs. 1-9.
- Edzel, L., & Dustin, B. (2012). Wind turbine performance assessment using multi-regime modeling approach. *Renewable Energy* , 45, 86-95.
- Fernández Salgado, J. (2011). *Guía completa de la energía eólica*. A. Madrid Vicente, Ediciones.
- Fernández Salgado, J. M. (2009). *Tecnología de las energías renovables*. AMV ediciones.
- Fischer , K., Besnard, F., & Bertling, L. (2012). Reliability-centered maintenance for wind turbines based on statistical analysis and practical experience. *IEEE Transactions on Energy Conversion* , 27(1), 184-195.
- Fischer, K., Besnard, F., & Bertling, L. (2011). A limited-scope reliability-centred maintenance analysis of wind turbines. *European Wind Energy Conference and Exhibition*, (págs. 89-93).
- García Márquez, F., Tobias, A., Pinar Pérez, J., & Papaelias, M. (2012). Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy* , 46, 169-178.
- García, M. C., Sanz-Bobi, M. A., & del Pico, J. (2006). SIMAP: Intelligent System for Prediction Maintenance. Application to health condition monitoring of a windturbine gearbox. *Computers in Industry*, 57, págs. 552-568.
- Ghoshal, A., Sundaresan, M., Schulz, M., & Pai, P. (2000). Structural health monitoring techniques for wind turbine blades. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* , 85 (3), 309-324.

Gong, X. (August de 2012). Online Nonintrusive Condition Monitoring and Fault Detection for Wind Turbines . Lincoln, NE, USA: Ph.D. Thesis, Department of Electrical Engineering, University of Nebraska–Lincoln .

Gonzalez, E., Stephen, B., Infield, D., & Melero, J. (2017). On the use of high-frequency SCADA data for improved wind turbine performance monitoring. *Journal of Physics: Conference Series* , 926 (1).

Google. (s.f.). www.google.es. Recuperado el 04 de 01 de 2018, de <https://www.google.es/maps/@42.6258666,-8.3174044,9z?hl=es>

Gray, C., & Watson, S. (2010). Physics of failure approach to wind turbine condition based maintenance. *Wind Energy* , 13 (5), 395-405.

González Fernández, F. (2005). *Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado*. Madrid: Fundación Confemetal.

Guo, P., & Bai, N. (2011). Wind Turbine gearbox condition monitoring with AAKR and moving window statistic methods. *Energies* , 4 (11), 2077-2093.

Guo, P., Infield, D., & Yang, X. (2011). Wind turbine gearbox condition monitoring using temperature trend analysis. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering* , 31 (32), 129-136.

GWEC. (2017). *Global Wind Energy Council*. Recuperado el 10 de 06 de 2018, de <http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/>

Hamilton, A., & Quail, F. (2011). Detailed state of the art review for the different on-line/in-line oil analysis techniques in context of wind turbine gaerboxes. *Journal of Tribology* , 133 (4).

Hellier, C. (2003). *Handbook of Nondestructive Evaluation*. New York, NY, USA: McGraw-Hill Professional Publishing.

Hilera, J. R., & Martínez, V. J. (1995). *Redes neuronales artificiales: Fundamentos, modelos y aplicaciones*. Madrid: Ra-Ma.

Hussain, S., & Gabbar, H. (2013). Vibration analysis and time series prediction for wind turbine gearbox prognostics. *International Journal of Prognostics and Health Management* , 4 (2).

Hyers, R., McGowan, J., Sullivan, K., Manwell, J., & Syrett, B. (2006). Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines. *Energy Mater* , 1, 187-203.

IBM. (s.f.). www.ibm.com. Recuperado el 14 de 04 de 2018, de <https://www.ibm.com/es-es/marketplace/spss-statistics#product-header-top>

INEGA. (2000). www.inega.gal. Recuperado el 22 de 08 de 2017, de http://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/242-d-memoria.pdf

Iniyan, S., Suganthi, L., & Jagadeesan, T. (1996). Fault analysis of wind turbine generators in India. *Renewable Energy* , 9 (1-4), 772-775.

International Energy Agency. (14 de November de 2017). Recuperado el 07 de Agosto de 2018, de <https://www.iea.org/weo2017/>

Khan, M., Iqbal, M., & Khan, F. (2005). Reliability and Condition Monitoring of a Wind Turbine . *In Proceedings of the 2005 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, (págs. 1978-1981). Saskatoon, Canada.

Kim, S.-Y., Ra, I.-H., & Kim, S.-H. (2012). Design of wind turbine fault detection system based on performance curve. *6th International Conference on Soft Computing and Intelligent Systems, and 13th International Symposium on Advanced Intelligence Systems*,. 6505401, págs. 2033-2036. Kobe, Japan: SCIS/ISIS.

Klein, W., & Lali, V. (1990). Model-OA wind turbine generator: failure modes and effects analysis. *Reliability and Maintainability Symposium, 1990. Proceedings, Annual* , 337-340.

Kusiak, A., & Verma, A. (2012). Analyzing bearing faults in wind turbines: A data-mining approach. *Renewable Energy* , 48, 110-116.

Márquez, F., Pérez, J., Marugán, A., & Papaelias, M. (2016). Identification of critical components of wind turbines using FTA over the time. *Renewable Energy* , 87, 869-883.

Macqueen, J., Ainslie, J., Milborrow, D., Turner, D., & Swift-Hook, D. (1983). Risk associated with wind-turbine blade failures. *IEE Proceedings A-Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education-Reviews* , 130 (9), 574-586.

Madsen, P., & Frandsen, S. (1984). Wind-induced failure of wind turbines. *Engineering Structures* , 6 (4), 281-287.

Martínez, E., Estrems, M., Miguel, V., & Garrido, A. (2009). Aplicación de la metodología de superficie de respuesta para la optimización de parámetros de soldadura en función de la distribución térmica resultante. *XII Congreso internacional de ingeniería de proyectos*, (págs. 476-489). Badajoz.

Mathworks. (s.f.). Recuperado el 19 de 04 de 2018, de <https://es.mathworks.com:https://es.mathworks.com/discovery/ajuste-datos.html>

May, A., McMillan, D., & Thöns, S. (2015). Economic analysis of condition monitoring systems for offshore wind turbine sub-systems. *IET Renewable Power Generation* , 9 (8), 900-907.

Melo Alves, M., Pirmez, L., Rossetto, S., Delicato, F., de Farias, C., Pires, P., y otros. (2017). Damage prediction for wind turbines using wireless sensor and actuator networks. *Journal of Network and Computer Applications* , 80, 123-140.

Méndez Muñiz, J. M., & Rodríguez Rodríguez, L. M. (2012). *Energía Eólica*. Fundación Confemetal.

Microsoft. (s.f.). <https://support.office.com/>. Recuperado el 16 de 04 de 2018, de <https://support.office.com/:https://support.office.com/es-es/article/funciones-estad%C3%ADsticas-referencia-624dac86-a375-4435-bc25-76d659719ffd>

Minitab. (2017). www.minitab.com. Recuperado el 16 de 4 de 2018, de <http://www.minitab.com/es-mx/products/minitab/features-list/>

Muller, J. (1993). The lubrication of wind turbine gearboxes. *Lubrication Engineering* , 49 (11), 839-843.

Nilsson, J., & Bertling, L. (2007a). Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems-Life cycle cost analysis for two case studies. *IEEE Transactions on Energy Conversion* , 22 (1), 223-229.

Nilsson, J., & Bertling, L. (2007b). Survey of failures in wind power systems with focus Swedish wind power plant during 1997-2005. *IEEE Transactions on Energy Conversion* , 1, 167-173.

Orosa, J. (2012a). A new stochastic approach to weather condition for wind energy applications. *Energy education Science and Technology. Part A: Energy Science and Research* , 28 (2), 1087-1100.

Orosa, J. (2012b). A new validation tool of weather forecast for engineering applications. *Energy Education Science and Technology. Part A: Energy Science and Research* , 29 (1), 381-394.

Orosa, J., Oliveira, A., & Costa, A. (2010). New procedure for wind farm maintenance. *Industrial Management and Data Systems* , 110 (6), 861-882.

Ossai, C., Boswell, B., & Davies, I. (2016). A Markovian approach for modelling the effects of maintenance on downtime and failure risk of wind turbine components. *Renewable Energy* (96), 775-783.

Palmer Pol, A., & Montaña Moreno, J. J. (1999). ¿Qué son las redes neuronales artificiales? Aplicaciones realizadas en el ámbito de las adicciones. *Adicciones* , 11 (3), 243-255.

Pattison, D., Segovia Garcia, M., Xie, M., Quail, F., Revie, M., Whitfield, R., y otros. (2016). Intelligent integrated maintenance for wind power generation. *Win Energy* , 19 (3), 547-562.

Peng, Y., Asgarpoor, S., Qiao, W., & Foruzan, E. (2016). Fuzzy cost-based FMECA for wind turbines considering condition monitoring systems. *2016- 48th North American Power Symposium*. Denver: IEEE.

- Pérez, J., Asensio, E., & Márquez, F. (2015). Economic viability analytics for wind energy maintenance management . En *Advanced Business Analytics* (págs. 39-54). Springer International Publishing Switzerland.
- Popa, L., Jensen, B., Ritchie, E., & Boldea, I. (2003). Condition Monitoring of Wind Generators. *Conference Record -IAS Annual Meeting (IEE Industrie Applications Society)* (págs. 1839-1846). IEEE.
- Pretlove, A., & Worthington, P. (1983). A review of aero-generator fatigue problems. *International Journal of Fatigue* , 5 (1), 15-22.
- Puglia, G., Bangalore, P., & Tjernberg, L. (2014). Cost efficient maintenance strategies for wind power systems using LCC. *2014 International Conference on probabilistics Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2014- Conference Proceedings*. Durham, UK: IEEE.
- Qian, P., Ma, X., & Zhang, D. (2017). Estimating health condition of the wind turbine drivetrain system. *Energies* , 10 (10).
- Qiu, Y., Feng, Y., Tavner, P., Paul, R., Gabor, E., & Bindi, C. (2012). Wind turbine SCADA alarm analysis for improving reliability. *Wind Energy* , 15 (8), 951-966.
- Rademakers, L., Verbruggen, T., van der Werff, P., Korterink, H., Richon, D., Rey, P., y otros. (2004). Fiber Optic Blade Monitoring. In *Proceedings of the European Wind Energy Conference* , (págs. 22-25). London, UK.
- Randall, R. (2016). Vibration-based diagnostics of gearboxes under variable speed and load conditions. *Meccanica* , 51 (12), 3227-3239.
- Reder, M., & Melero, J. (2017). Modelling Wind Turbine Failures based on Weather Conditions. *Journal of Physics: Conference Series* , 926 (1).
- Riccardella, P., Licina, G., Rosario, D., & Bax, R. (1999). Failure investigation of large wind turbine transmission housings. *International Symposium on Case Histories on Integrity and Failures in Industrie* , 257-266.
- Romero, A., Soua, S., Gan, T., & Wang, B. (2018). Condition monitoring of a wind turbine drive train based on its power dependant vibrations. *Renewable Energy* , 123, 817-827.
- Saeed, A. (2008). Online Condition Monitoring System for Wind Turbine. Karlskrona, Sweden: Master's Thesis, Blekinge Institute of Technology .
- Sanjurjo, V. N. (2004). *Estadística teórica y aplicada*. Madrid: Editorial Sanz y Torres S.L.
- Seebregts, A., Rademakers, L., & Vandenhorn, B. (1995). Reliability-Analysis in Wind Turbine Engineering. *Microelectronics and Reliability* , 35 (9-10), 1285-1307.

Sheng, S. (2016). Monitoring of Wind Turbine Gearbox Condition through Oil and Wear Debris Analysis: A Full-Scale Testing Perspective. *Tribology Transactions* , 59 (1), 149-162.

Sinha, Y., & Steel, J. (2015). A progressive study into offshore wind farm maintenance optimisation using risk based failure analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 42, 735-742.

Smith, G., & Clayton, B. (1994). Thermography and other NDE techniques for wind-turbine blade. *Inspection of Structural Composites, Conference Proceedings 1994* , 85-96.

Spiegel, M. R., & Stephens, L. J. (2002). *Estadística*. Col. Atlampa, Mexico D.F., México: MCGRAW HILL/INTERAMERICANA EDITORES S.A.

Su, C., & Zhou, X. (2012). Condition-based maintenance optimization for wind turbines based on semi-markov decision process. *Journal of Mechanical Engineering* , 48 (2), 44-49.

Su, C., Jin, Q., & Fu, Y. (2012). Correlation analysis for wind speed and failure rate of wind turbines using times series approach. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* , 4(3), 032301.

Tan, C., Irving, P., & Mba, D. (2007). A comparative experimental study on the diagnostic and prognostic capabilities of acoustics emission . *Mechanical Systems and Signal Processing* , 21 (1), 208-233.

Tang, B., Song, T., Li, T., & Deng, L. (2014). Fault diagnosis for a wind turbine transmission system based on manifold learning and Shannon wavelet support vector machine. *Renewable Energy* , 62, 1-9.

Tautz-Weinert, J., & Watson, S. (2016). Comparison of different modelling approaches of drive train temperature for the purposes of wind turbine failure detection. *Journal of Physics: Conference Series* , 753 (7).

Tavner, P., Greenwodd, D., Whittle, M., Faulstich, S., & Hahn, B. (2013). Study of weather and location effects on wind turbine failure rates. *Wind Energy* , 16 (2), 175-187.

Tavner, P., Xiang, J., & Spinato, F. (2007). Reliability analysis for wind turbines. *Win Energy* , 10 (1), 1-18.

Tchakoua, P., Wankeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T., & Ekemb, G. (2014). Wind Turbine Condition Monitoring: State-of-the-Art Review, New Trends, and Future Challenges . *Energies* , 7, 2595-2630.

Terradillos, J., & Ciria, J. (2014). Recuperado el 18 de 11 de 2017, de http://lubrication-management.com/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Análisis_aceite_aerogeneradores_ES.pdf

- Terradillos, J., Bilbao, M., Ciria, J., & Málaga, A. (2014). Recuperado el 19 de 11 de 2017, de <http://lubrication-management.com>: http://lubrication-management.com/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Análisis_aceite_aerogeneradores_2_ES.pdf
- Tzioiutzas, T., Platis, A., & Koutras, V. (2016). Markov modeling of the availability of a wind turbine utilizing failures and real weather data. *Proceedings- 2nd International Symposium on Stochastic Models in Reliability Engineering, Life Science and Operations Management, SMRLO 2016* (págs. 186-196). IEEE.
- Van Bussel, G., Boussion, C., & Hofemann, C. (2013). A possible relation between wind conditions, advanced control and early gearbox failures in offshore wind turbines. *Procedia CIRP* , 11, 301-304.
- Verbruggen, T. (2003). *Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring WT-Ω*. ECN (Energy research Center of Netherlands), Final report, ECN-C-03-047.
- Vesely, E. (2017). Consider automated machine learning for wind turbine asset maintenance. *Power* , 161 (9).
- Wang, S., Huang, Y., Li, L., & Liu, C. (2016). Wind turbines abnormality detection through analysis of wind farm power curves. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation* (93), 178-188.
- Watson, S., Xiang, B., Yang, W., Tavner, P., & Crabtree, C. (2010). Condition Monitoring of the Power Output of Wind Turbine Generators Using Wavelets. *IEEE Transactions on Energy Conversion* , 25 (3), 715-721.
- Wenyi, L., Baoping, T., & Yonghua, J. (2010). Status and problems of wind turbine structural health monitoring techniques in China. *Renewable Energy* , 35 (7), 1414-1418.
- Wilkinson, M., & Tavner, P. (2004). Extracting condition monitoring information from a wind turbine Drive Train. *39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004 - Conference Proceedings*.
- Wilson, G., & McMillan, D. (2014). Modeling the relationship between wind turbine failure modes and the environment. *Safety, reliability and Risk Analysis: Beyond the Horizon-Proceedings of the European Safety And Reliability Conference, ESREL 2013*, (págs. 801-809).
- Worthington, P., & Pretlove, A. (1982). The Fatigue of Wind Turbines Structures. *International Journal of Fatigue* , 4 (4), 241-241.
- WWEA. (10 de 02 de 2016). *World Wind Energy Association*. Recuperado el 10 de 08 de 2016, de <http://www.wwindea.org/the-world-sets-new-wind-installations-record-637-gw-new-capacity-in-2015/>

Xiao, J., Ma, C., Sharpe, D., & Infield, D. (2001). Wind turbine blade damage modelling for condition monitoring. *Proceedings of International Conference on Energy Conversion and Application (ICECA'2001)*, (págs. 1180-1184). Wuhan.

Yang, S., Li, X., & Liang, M. (2011). Bearing fault detection and diagnosis of a wind turbine. *2011 International Conference on Consumer Electronics Communications and Networks, CECNet 2011-Proceedings*. 5768708, págs. 123-126. XianNIng, China: IEEE.

Yang, W., & Jiang, J. (2011). Wind turbine condition monitoring and reliability analysis by SCADA information. *2011 2nd International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering, MACE 2011- Proceedings*, (págs. 1872-1875).

Yang, W., Little, C., & Court, R. (2014). S-Transform and its contribution to wind turbine condition monitoring. *Renewable energy* , 62, 137-146.

Yang, W., Tavner, P., Crabtree, C., Feng, Y., & Qiu, Y. (2014). Wind turbine condition monitoring: technical and commercial challenges. *Wind Energy* , 17, 673-693.

Yazidi, A., Capolino, G., Filippetti, F., & Casadei, D. (2006). A new monitoring system for wind turbines with doubly fed induction generators. *Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference-MELECON*, (págs. 1142-1145).

Yepes, V. (2016). *El blog de Victor Yepes*. Recuperado el 10 de 05 de 2018, de <https://victoryepes.blogs.upv.es/2016/04/19/que-es-la-metodologia-de-las-superficies-de-respuesta/>

Yingying , Z., Dongsheng, L., Ao, D., Jiaji, L., Dahal, K., & Shang, L. (2016). Fault prognosis of wind turbine generator using SCADA data. *2016 North American Power Symposium (NAPS)*. Denver: IEEE.

Yoon, J., He, D., Van Hecke, B., Nostrand, T., Zhu, J., & Bechhoefer, E. (2016). Vibration-based wind turbine planetary gearbox fault diagnosis using spectral averaging. *Wind Energy* , 19 (9), 1733-1747.

Zaher, A., & McArthur, S. (2007). A multi-agent fault detection system for wind turbine defect recognition and diagnosis. *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, (págs. 22-27). Lausanne.

Zaher, A., McArthur, S., Infield, D., & Patel, Y. (2009). Online wind turbine fault detection through automated SCADA data analysis. *Wind Energy* , 12, 574-593.

Zhang, C., Gao, W., Guo, S., Li, Y., & Yang , T. (2017). Opportunistic maintenance for wind turbines considering imperfect, reliability-based maintenance. *Renewable Energy* , 103, 606-612.

Zhou, A., Yu, D., & Zhang, W. (2015). A research on intelligent fault diagnosis of wind turbines based on ontology and FMECA. *Advanced Engineering informatics* , 29 (1), 115-125.

Zhu, J., Yoon, J., He, D., & Bechhoefer, E. (2015). Online particle-contaminated lubrication oil condition monitoring and remaining useful life prediction for wind turbines. *Wind Energy*, 18 (6), 1131-1149.

Zhu, J., Yoon, J., He, D., Qiu, B., & Bechhoefer, E. (2013). Online Condition monitoring and remaining useful life prediction of particle contaminated lubrication Oil. *PHM 2013- 2013 IEEE International Conference on Prognosticand Health Manegement, Conference Proceedings*. Gaithersburg, MD, USA: IEEE.

CAPÍTULO 9: TRABAJOS DERIVADOS DE LA TESIS

9. TRABAJOS DERIVADOS DE LA TESIS

- A.M. Costa, F. Fraguela, J.A. Orosa and J.A. Pérez, A new procedure for wind energy systems maintenance design. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 7, 043129 (2015).AIP Publishing.
- Costa, A. M., Fraguela, F., Orosa, J. A., & Pérez, J. A. (2015). A new procedure for wind energy systems maintenance design. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(4) doi:10.1063/1.4928872
- Costa, A.M., Fraguela, F., Orosa, J. A., Gh, Roshan (2015). Development of a new low-cost procedure for wind farm maintenance with a view to decrease soil pollution. *Pollution*, 1(3), 275-285 DOI: 10.7508/pj.2015.03.004
- Costa, A.M., Fraguela, F., Orosa, J.A., Pérez, J.A. (2015). A new understanding of wind energy production maintenance based on analysis of variance. *International Conference on Energy, Environment, Ecosystems, and Development (EEED 2015)*, 31-35. ISBN: 978-1-61804-291-0
- Costa, A.M., Orosa, J.A., Fraguela, F., Bouzón, R. (2013). Study of the effect of fixed-pitch wind turbine blades on energy production in wind farms. *Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments*, 581-589. ISBN-13: 978-84-939843-7-3.